【表紙】

【提出書類】	有価証券報告書
【根拠条文】	金融商品取引法第24条第１項
【提出先】	関東財務局長
【提出日】	2024年６月28日
【事業年度】	自　2023年１月１日　至　2023年12月31日
【会社名】	エネル・エスピーエー （ENEL S.p.A.）
【代表者の役職氏名】	フラビオ・カッタネオ （Flavio Cattaneo） 最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー （Chief Executive Officer and General Manager）
【本店の所在の場所】	イタリア共和国　ローマ市 ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137 （Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy）
【代理人の氏名又は名称】	弁護士　田　中　　収
【代理人の住所又は所在地】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1000
【事務連絡者氏名】	弁護士　膝　舘　朗　人 同　　津　田　桃　佳 同　　德　永　大　誠 同　　瀧　　拓　也 同　　中　島　庸　元
【連絡場所】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1795
【縦覧に供する場所】	該当なし

(注) １．(イ)本書において記載されているユーロから日本円への換算は、１ユーロ＝170.62円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2024年６月３日の対顧客電信直物売買相場の仲値）の換算率により行われ、１円単位まで四捨五入されている。ユーロの計数の表示単位（百万ユーロ又は千ユーロ）が異なる場合、同じユーロの数値でも円換算額が異なる場合がある。

(ロ)本書におけるユーロの計数には、計数の合計値が総合計に合致するように、切上げ又は切捨てを行うことによる一定の調整をした上で、１ユーロ単位にしているものがある。しかしながら、日本円及び他の数値への換算に関してはかかる調整は行われてはいない。総合計が計数の算術的合計と必ずしも一致するとは限らない。

２．本書において別段の記載がある場合を除き、「エネル」又は「当社」は、エネル・エスピーエーを指し、「エネルグループ」、「エネル・グループ」又は「当グループ」は、エネル・エスピーエー及びその連結子会社を指す。

３．本書は将来的な記述を含んでいる。本文書中の「追求する」、「意図する」、「見積もる」、「計画する」、「企画する」、「目標とする」、「予想する」、「予定である」、「可能性がある」、「確信する」、「見込まれている」、「企図されている」等の用語及び類似の表現は、将来的な記述を示すことを意図している。
本書中の将来的な記述は、当グループに関するリスク、不確実性及び仮定を前提としている。当グループの実際の業務成績は、とりわけ「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載したリスク要因の結果として、将来的記述とかなり異なる可能性がある。当グループは、本文書の日付け以後に発生する新情報の結果であるか、将来の事実の結果であるか又はその他であるかを問わず、いかなる将来的な記述をも更新又は改訂して公表する義務を負わない。これらのリスク、不確実性及び仮定に照らし、本書において記載されている将来的な出来事は発生しないことがありうる。
当社は、将来的な記述において開示された計画、意図又は予想を実際に達成又は実現しない可能性があり、今後投資する者は、過度にそれに依存すべきでない。当社の活動及び業務の実際の成績が、かかる将来的な記述中の予想と著しく異ならないという保証はし得ない。かかる予想と異なる実際の成績をもたらし得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載の事項が含まれるが、これに限らない。

- エネルが多額の債務を負っているという事実
- エネルが受諾可能な条件で金融債券市場にアクセスする能力は、債務レベルを理由に見直しを受けるに至った信用格付けに一部依存しているという事実
- 最近買収した複数の実質規模の企業を統合する必要性から、エネルがリスク及び支出に迫られているという事実
- エネルが、自身が事業を行う複数の国において異なる規則制度に従うという事実、及びこれらの規則制度がエネルの不利に改定され得るという事実
- エネルが現在の世界的不況の継続又は進行による電力需要低下の影響を受けやすいという事実
- エネルが燃料費の増加のリスク又は燃料供給の崩壊のリスクにさらされているという事実
- エネルはこれまで、エネルの定時株主総会において取締役の過半数を任命するのに十分な議決権を有しかつ他の株主の利益と異なる利益を享受することができる、イタリア経済財務省（MEF）により支配されているという事実

上記は、かかる将来的な記述中の予想と著しく異なる実際の成績をもたらし得る要素の完全なリストではなく、「第一部－第３－３ 事業等のリスク」に記載の事項をはじめ、本書中の他の注意記述と合わせて読まれるべきものである。

４．当社の事業年度は暦年と一致する。

第一部【企業情報】

第１【本国における法制等の概要】

１【会社制度等の概要】

(1)【提出会社の属する国・州等における会社制度】

当社を支配する法制度はイタリアの法令で構成されており、当社はイタリアにおける株式会社である「ソシエタ・ペル・アジオニ」又は「エスピーエー」として設立されている。イタリアのエスピーエーはイタリアの法律に基づき組織される法的主体であり、当該エスピーエーの所有者である株式の保有者から分離された１つの法人として行為する。エスピーエーの最低株式資本金は50,000ユーロである。エスピーエーは１又は複数の種類の株式を発行することができ、それらは普通株式、優先株式及び貯蓄株式からなる。イタリア法に従い、無額面株式、連動株式又は損失負担がある場合に支払が延期される株式といった新たな種類の株式を発行することも認められている。普通株式の保有者はエスピーエーの株主総会で議決権を行使することができ、１株につき１議決権を有する。優先株式の保有者は株主総会で議決権を行使することができる。貯蓄株式は上場会社のみが発行することのできる特別な型の優先株式であり、議決権がない。議決権のない、議決権の制限された、又は一定の条件に従って議決権のある株式は、エスピーエーの資本金総額の２分の１を超えてはならない。非上場会社は、保有者に10議決権を上限とする複数議決権を永久付与する複数議決権付株式を発行することができる。かかる株式は、規制市場にその後上場する場合、維持されることができるが、反対に、現在上場している会社はそれらを発行することはできない。上場会社はまた、長期保有者が議決権を増やせるロイヤルティ株式を発行することができる（１株式につき10議決権を上限とする。）。通常、エスピーエーの株主は、そのエスピーエーの資本金に拠出した額を超えて当該エスピーエーの債務について個人的責任を負わない。

エスピーエーの経営については、専ら取締役が責任を負い、会社の目的を達成するために必要な全ての行為を取締役が行う。イタリア民法（法令第6/2003号及び法令第37/2004号により改正）によれば、エスピーエーは、３つの選択的な経営及び監査のシステムを採用することができる。定款に別途定めない場合には、エスピーエーは、取締役会又は単独取締役（経営を担当）及び法定監査役会（監査を担当）という伝統的なシステムを採用することとなり、これらは全て株主総会で選任される。代替システム（いわゆる「一元型」又は「ワン・ティアー」システム及びいわゆる「二元型」又は「ツー・ティアー」システム）は、会社の定款に明示的に規定されなければならない。かかる場合、会社の経営及び監査は、（イ）二元型システムの場合には、業務執行取締役会（監査取締役会により選任される。）及び監査取締役会（株主総会により選任される。）によりそれぞれ担当され、（ロ）一元型システムの場合には、取締役会（株主総会により選任される。）及び経営監査のための委員会（取締役会により選任され、品格、専門性及び独立性といった固有の要件を満たす取締役により構成される。）により、それぞれ担当される。当社は伝統的なシステムを採用している。

取締役の員数及び任期は定款により定められる。定款により、取締役の員数又は任期が定められていない場合、株主総会により決定される。イタリアの法律においては、エスピーエーの取締役の最低数は１名であり、最長任期は３年間である。取締役はイタリア国民である必要はなく、またそのエスピーエーの株主である必要も必ずしもない。株主により取締役会会長が選任されない限り、取締役会によりその構成員のうち１名が会長に選任される。定款でより大きな数を規定しない限り、取締役会の定足数は現任取締役の過半数である。定款で別途定めない限り、取締役会決議は出席取締役の絶対多数により採択される。取締役は代理人により投票することはできない。

一般に、伝統的制度を採用しているエスピーエーにおいては、取締役会はエスピーエーの経営の責任を負っており、非常に広汎な権限と裁量を有する。定時株主総会の権能は以下のものに限定されている。

（a）エスピーエーの年次財務書類の承認。

（b）取締役の選任及び解任、法定監査役の選任並びに外部監査役を設置している場合には、法定監査役会による理由を記載した提案の上での外部監査役の選任。

（c）定款で別途定めのない場合における取締役及び法定監査役の報酬の決定。取締役会の提案の上、上場会社の定時株主総会はまた、財務書類の承認のために招集された同総会において、報酬方針及び支払報酬の報告書についての決議を行う。当該報告書は２つの異なるセクションに分かれている。（ｉ）第１セクションでは、（a）少なくとも、招集された同株主総会が承認を行う財務書類の対象年度の翌年度についての、取締役会の構成員、ジェネラル・マネージャー、戦略的責任を有する役員及び法定監査役会の構成員の報酬に関する当社の方針の説明並びに（b）かかる方針の採用及び実施に使用される手続が記載されている。定時株主総会は、拘束力のある決議により当該セクションを決議する。（ii）第２セクションでは、招集された同株主総会が承認を行う財務書類の対象年度についての、取締役会及び法定監査役会の構成員、ジェネラル・マネージャー及び戦略的責任を有する役員（後者については集合形式）に対して支払われる報酬の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のない決議により当該セクションを決議する。

（d）取締役及び法定監査役の責任に関する事項。

（e）配当の分配。

（f）法律により株主の承認を要するとされるその他の事項に関する決議、及び定款の規定により取締役の行為について授権を要するとされている場合には、当該授権に関する決議。

（g）株主総会に関する規則が設けられている場合にはその承認。

エスピーエーの定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため、定款に定められた期間内で、かつ、いかなる場合においても少なくとも事業年度終了後120日以内に開催されなければならない。かかる期間は、エスピーエーの定款に規定を設けた場合、当該会社が連結財務書類を作成することが法律により義務付けられている場合又は当該会社の構造若しくは目的に関する特定の状況により必要となった場合、事業年度終了後180日間まで延長することができる。2020年３月17日付け法令第18号第106条（2020年４月24日付け法律第27号により改正の上で法律に変換された。）（その後2024年３月５日付け法律第21号により改正）に従い、2024年12月31日までに招集される株主総会は、株主の物理的な出席がなくても（例えば、会社の選択により、電子参加、電子投票、郵便による投票又は会社が任命した代表者に代理権を付与することによって）開催することができる。また、上場会社の定款は、株主総会に出席し、議決権を行使する権利を有する者は、会社が任命した代表者を通じてのみ株主総会に参加することを規定することができる。臨時株主総会は、定款変更、清算人の選任、交替及び権能並びに法により臨時株主総会の機能とされているその他の全ての事項に関する決議の採択のため要求される。

上場されているエスピーエーは３名以上の正規の構成員及び２名以上の補欠の構成員からなる法定監査役会を設置することを要し、かかる構成員は株主総会により選任される。かかる法定監査役の任期は３事業年度である。法定監査役は、当社が（ｉ）適用ある法律及びその定款を遵守していること、（ii）正しい管理運営の原則を尊重していること、（iii）適切な組織構成、内部統制並びに管理運営及び会計制度を維持し、かかる仕組みが会社の業務事項を正確に表すために信頼できるものであること、（iv）会社の開示義務に関連する情報を会社に伝達するよう子会社に適切な指示を出していること、並びに（ｖ）企業がその遵守を公表している規制市場の管理会社又は事業者団体が立案した行動規範によって定められたコーポレート・ガバナンス規則を正しく実施していることを証明する義務がある。具体的には、組織構造、内部統制、事務管理システム及び会計システムの適切性に関して、法定監査役会はとりわけ次の内容を監査する。すなわち、（ｉ）財務報告の過程、（ii）内部統制システム、内部監査及び会社リスク管理の有効性、（iii）年次及び連結会計の監査、並びに（iv）社外監査役の独立性（とりわけ監査証明業務以外の業務）につきそれぞれ監督するものとする。加えて、エスピーエーの会計監査は、外部監査役により行われており、一方、株式を上場しておらず、かつ、連結財務書類を作成する義務がない会社も、法定監査役に会計を確認してもらうことを選択できる。また、監査に関しては、法令第39/2010号第16条第２項に従い、上場会社、銀行及び保険会社等の公益法人、公益法人の子会社、公益法人を支配する会社並びに公益法人との共同支配の対象となる会社においては、法定監査役会による法定監査を実施することができない。

エスピーエーは、実際に取得し、かつ当該エスピーエーの正式に承認された財務書類に計上された利益からのみ、配当を支払うことができる。

(2)【提出会社の定款等に規定する制度】

当社の会社制度は、第一に、その定款及び株主総会規則に規定されている。その要約及びこれに関連する事項を以下に記載する。ここでは、主に上記「第一部－第１－１ 会社制度等の概要－(1)提出会社の属する国・州等における会社制度」に記載した一般的に適用される法律の規定に追加すべき事項及び一般的に適用される規定の適用を修正する事項を述べる。株主の権利に関する事項についても以下に記載する。

(a) 株主総会

定時及び臨時株主総会は、通常、当社の本店が所在する市町村にて開催されるものとする。開催地がイタリア国内であれば、取締役会は別途決定することができる。

定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため事業年度終了後120日以内若しくはエネルは連結財務書類の作成を義務付けられているので180日以内に、又はいかなる場合においてもエネルの構造及び目的に関し特別な要求があるときに招集されなければならない。

株主総会に出席し、議決権を行使する資格は、議決権を有する者のために通知により証明され、権限を有する仲介機関によりエネルに送付され、株主総会開催日の７取引日前の日（基準日という。）までに直近の会計記録に基づき発行されなければならない。総会において議決権を有する者は、法律の規定に従い、書面による委任状により、その者のために行為する代理人を指名することができる。また、株主は、議題における全て又は一定の事項において、エネルにより任命された代理人に、議決権の代理行使を委任する権限を有する。かかる委任は、（ｉ）議決権の代理行使権限が付与された議事についてのみ有効であり、また（ii）株主総会の開催日の２取引日前の日までにエネルにより任命された代表者に送付されなければならない。当社及び当社の子会社の従業員並びに効力ある規定に定める要件を満たす株主協会の会員である株主からの委任状の回収を円滑に進めるため、法定代理人とのその都度の合意に基づく条件及び手続によって、株主協会が通信及び委任状回収をするための仕組みが設けられている。

株主は、株主総会前でも議題における項目について質問することができ、総会招集通知には、株主総会前の質問が当社に到達しなければならない期限が明記されている。

当社の定款において別段の定めがなされている場合を除き、総会は法律により認められる全ての議題について決議するものとする。

株主総会の招集は１日のみ、又は取締役会が適切であると判断しかつ招集通知に当該理由が明記された場合は複数日で開催され、定時及び臨時株主総会の定足数及び議決権の過半数（いずれの場合も法律により規定され、当社の付属定款の第20.3条に特に規定されている過半数に影響を与えない。）を要する。

(b) 取締役及び取締役会

A. 定　員

当社は、３名以上９名以下の構成員からなる取締役会により運営される。株主総会は、上記の制限の範囲内で取締役の員数を決定する。取締役会の任期中であっても、株主総会は上記に記載の制限の範囲内で取締役会の員数を変更し、選任手続を進めることができる。このようにして選任された取締役の任期は、現任取締役の任期の終了と同時に終了する。

B. 選任及び任期

取締役会の任期は最長３事業年度までであるが、取締役は再任されうる。

取締役は、株主及び任期満了となる取締役会が提示する候補者名簿から株主総会によって選任される。各名簿において、候補者は順位をつけられて記載される。

各候補者名簿には、法律の規定する独立性要件を満たす候補者が２名以上含まれ、名簿においてはそのような候補者であることが明示して記述され、かつ、そのうち１名については最初に記載されていなければならない。

候補者名簿は、株主総会の日の25日以上前に本店に提出され、かつ、株主総会の日の21日以上前に当社の本店、当社ウェブサイト（www.enel.com）及び「eマーケット・ストレージ」(www.emarketstorage.it)と呼ばれる、正式に認可された、規制対象の情報を一元的に保存する仕組みにおいてエネルにより公開される。

いずれの株主も２つ以上の候補者名簿を提示することはできない。また、いずれの候補者も２つ以上の候補者名簿に記載されることはできず、これに違反した場合被選任資格を失う。

単独又は他の株主と共同して、適用ある法規により規定された株式資本の最低保有割合（エネルの現在の時価総額を考慮して、少なくとも株式資本の0.5%に相当する割合。）以上を表章する株主のみが候補者名簿を提出することができる。

エネルの定款の関係する規定に従って、３名以上の候補者を含む候補者名簿は、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関して適用ある法律を遵守することを確保するために、株主総会の通知に記載されたとおり、異なる性別の候補者を含むものとする。

候補者名簿の提出に必要とされる株式の保有は、候補者名簿が当社に提出される日において、株主の名義で登録されている株式に従って数えられる。権限ある仲介機関により振り出される当該証明書はまた、候補者名簿提出後に準備される。ただし、どのような場合であっても株主総会の日の21日前までに提供されうる。

各名簿とともに、立候補を受け入れ、自己の責任において、不適格性又は兼職禁止の原因がない旨及び当該役職に関して適用ある法律及び定款に定められた要件を満たしている旨を宣言する各候補者の宣誓書が提出されなければならない。

選任された取締役は、不適格性又は兼職禁止事由が発生した場合、及び前段落末尾に記載の要件を喪失した場合、遅滞なく取締役会に通知しなければならない。

議決権を有する者は、１つの名簿に対してのみ投票することができる。

取締役の選任手続は、以下のとおりである。

a)　選任される取締役の10分の７（端数は切り捨てる。）は、株主からの得票数が最も多い候補者名簿（以下「多数派名簿」という。）から、名簿に記載されている順に選任される。

b)　残りの取締役は、他の候補者名簿（以下「少数派名簿」という。）から選出される。このために、候補者名簿の得票数は、選任される取締役の数に従って、１、２、３その他と、整数で順次除される。こうして得られた数が、当該名簿に記載されている順に候補者に与えられる。複数の候補者名簿中の候補者に与えられた数は、１つの表で大きい順に並べられ、最も大きい数を得た候補者が取締役となる。

　複数の取締役が同じ数を得た場合、未だ取締役が選任されていない候補者名簿又は選任された取締役の数が最も少ない候補者名簿中の候補者が取締役に選任される。

　いずれの候補者名簿も未だ取締役が選任されていない場合又は各名簿から同数の取締役が選任された場合、最も得票数の多い候補者名簿中の候補者が取締役に選任される。当該候補者名簿から既に選任されている数も候補者名簿の得票数もどちらも同じ場合、株主総会において再度投票が行われ、単純過半数の票を得た候補者が取締役に選任される。

b-2) 多数派名簿に、上記a)に従って選任されるべき取締役の人数を達成するために十分な人数の候補者が記載されていない場合には、全ての候補者は、記載された累積的な順に候補者名簿から選任される。上記b)に従って少数派名簿からその他の取締役を選任した後で、かかる候補者名簿に用意された枠の数（合計の10分の３に等しい。）に従い、候補者名簿の容量との関係で少数派名簿の中でも最も多くの票数を得た少数派名簿（以下「第一少数派名簿」という。）から、多数派名簿によってカバーされなかった枠について、残りの取締役が選任される。候補者名簿の容量が不十分であるならば、残りの取締役は、同じ手順で次点の候補者名簿から選任され、得票数や候補者名簿の容量によって、もし必要であれば、さらに次点の候補者名簿から選任される。最後に、多数派名簿と少数派名簿を合わせて、提出された候補者名簿の全ての候補者の人数が、選任されるべき取締役の人数を下回る場合には、残りの取締役は、下記d)に従って株主総会決議によって任命される。

c)　選任の対象となる取締役を認定する目的において、候補者名簿において指名されている候補者で、獲得した投票数の割合が当該候補者名簿を提出するために必要な割合の半分に満たなかった者は、考慮に入れないものとする。

c-2) 決議及び上記の手続後、ジェンダー・バランスに関して適用ある法律が遵守されていない場合、様々な候補者名簿において選任されるはずであった候補者は、上記b)に示された票数システムを遵守して形成された、単一の減少順位表において処理される。かかる順位表における、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する候補者のうち、票数が最も少なかった者は、したがって、本来選任されないはずであった、同じ候補者名簿における代表の少ないジェンダーに属する最初の候補者に取って代わられる。かかる候補者名簿において、ほかの候補者がいない場合、以下のd)に基づき規定されたとおり、取締役会における少数株主の比例代表の原則を遵守して、上記の交代は、法律に定められた株主総会の過半数をもって実行される。票数が同じである場合、交代は、最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された候補者に有利なように行われる。当該順位表における、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する最も票数の少なかった候補者の交代によっても、いずれにせよ、ジェンダー・バランスに関して適用ある法律が規定する最低基準に到達しない場合、上記の交代手続が、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する候補者であって票数が２番目に少ない者について等、上記順位表の末尾から開始して、実行される。

c-3) 株主総会の議長は、上記手続の末に、選任された者を宣言する。

d)　理由の如何を問わず、上記の手続によって選任されない取締役の任命は、法に基づいた過半数の賛成により株主総会が決定するものとし、いずれの場合も株主総会は、法律の規定する独立性要件を満たす取締役が必要な人数存在し、またジェンダー・バランスに関して適用ある法律が遵守されることを確保しなければならない。候補者名簿制度は取締役全体が選任される場合にのみ適用される。

イタリア法の適用ある規定に従って、少なくとも取締役１名は、株主からの得票数が最も多い、少数株主からの名簿から選任されるものとし、得票数により第１位となった候補者名簿を提出し又はかかる名簿に投票した株主との関係を持たないものとする。

C. 取締役会

取締役会は、会長又は（会長が職務を遂行できない際には）副会長が必要と認めたときに、招集通知で指定された場所において随時開催される。また、取締役会は、法定監査役会又はその構成員それぞれにより招集されることがある。

取締役会は、２名以上の取締役（取締役が３名の場合は１名の取締役）が、当該取締役が特に重要であると考える当社の経営に関する特定の事項について決議することを書面により要請した場合にも招集されなければならない。

D. 定足数

取締役会の定足数は、現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

決議は、出席取締役の絶対多数決により採択される。賛否同数の場合は、議長が決定投票権を有する。

F. 取締役会の権限

当社の経営は、取締役の排他的な責任である。取締役は、会社の目的達成のために必要な行為を行うものとする。

法律により与えられた権限の行使に加え、取締役会は下記の事項に関する決議を採択する権限を有する。

a）法律に規定される場合における、吸収合併及び会社分割
b）支店の設立及び閉鎖
c）当社の代表権を有する取締役の選任
d）１人又は複数の株主が減少した場合の資本の減少
e）法律の条項と調和させるための定款の改正
f）イタリア国内における本店の移転

取締役会は、イタリア民法の制限の範囲内で、その構成員のうち１名に対して、委任の内容、制限及び行使の手続を定めて権限を委任することができる。取締役会は、会長の提案と最高経営責任者の同意を得た上で、他の構成員に特定の行為又は一連の行為をなす権限を委任することができる。

最高経営責任者は、与えられた権限の範囲内で、当社の従業員又は第三者に特定の行為又は一連の行為をなす権限を委任し、再委任する権限を与えることができる。

G. 当社を代表する法的権限

当社を代表し又は当社を代理して文書に署名する法的権限は、取締役会会長と最高経営責任者の双方に付与されている。取締役会会長が職務を遂行できないときは、副会長（選任されていれば）がこの権限を行使する。副会長の署名は、第三者に対して会長が欠けていることを証明するものとする。

上記法的代表者は裁判所における権限も含め、会社を代表する権限を第三者に委任することができ、かかる第三者はさらに他の者へ委任する権限を有する。

H. 報　酬

取締役会の構成員は、株主総会により決定される額の報酬を受け取る権利を有する。一旦採択された決議は、別途株主総会が他の決議を行わない限りその後の事業年度中も有効である。

定款により特定の業務を受託した取締役の報酬は、取締役会により、法定監査役会の意見を受けた後、決定される。

取締役会は、取締役会自体の内部において設置された所管の委員会の提案のもと、報酬方針及び支払報酬の報告書の承認を行う。当該報告書は２つの異なるセクションに分かれており、以下を記載している。

・ 第１セクションでは、（ｉ）少なくとも、招集された同株主総会が承認を行う財務書類の対象年度の翌年度についての、取締役会の構成員、ジェネラル・マネージャー、戦略的責任を有する役員及び法定監査役会の構成員の報酬に関する当社の方針の説明並びに（ii）かかる方針の採用及び実施に使用される手続が記載されている。定時株主総会は、拘束力のある決議により当該セクションを決議する。
・ 第２セクションでは、承認のために株主総会に提出された財務書類の対象年度についての、取締役会及び法定監査役会の構成員、ジェネラル・マネージャー並びに戦略的責任を有する役員（後者については集合形式）に支払われる報酬の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のない決議により当該セクションを決議する。

(c) 法定監査役

株主総会は、３名の正規の監査役から構成される法定監査役会を選任し、その報酬を決定する。補欠の監査役３名もまた、株主総会により選任される。

法定監査役会の正規監査役及び補欠監査役は、株主により提示され、候補者が順位をつけられて記載された名簿をもとに株主総会で選出される。正規監査役の少なくとも１名は、少数株主（より多くの投票を得た候補者名簿を提出又はそれに投票した株主と直接的又は間接的な関係を持たない。）により提示された候補者名簿から選任されなければならず、法定監査役会の議長は、少数株主により提示された候補者名簿から選任された正規監査役であるものとする。候補者名簿の提出、提示及び掲載についての手続は、取締役選任に適用されるものと同じであり、かつ適用ある法律の規定及びジェンダー・バランスに関して適用ある法律に適合している。

ジェンダー・バランスに関して適用ある法律を遵守して、両方のセクションを考慮して、３名以上の候補者を含む候補者名簿は、正規監査役に関する候補者名簿のセクションの最初の２席及び補欠監査役に関する候補者名簿のセクションの最初の２席の双方において、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとする。２名の正規監査役及び２名の補欠監査役は、最多の票数を獲得した名簿から、各セクションにおいて付けられた順番により選任される。残りの正規監査役及び残りの補欠監査役は、取締役の選任について上記に記載された手続及び定款第14.3(b)条に規定された、他の候補者名簿が区分される各セクションに個別に適用される手続に従って、他の候補者名簿から選任される。

最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された監査役のうち１名が代替される場合、かかる職務には、同じ候補者名簿から選任された補欠監査役のうち筆頭の者が就く。上記の手順を通じてかかる交代が実行されると、ジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守した法定監査役会を形成しえない場合、かかる交代は、同じ候補者名簿の２番目の補欠監査役を対象としてなされる。その後、最多の票数を獲得した候補者名簿の他方の正規監査役について交代が必要となる場合、当該正規監査役の職務は同じ候補者名簿の補欠監査役によって交代される。選任された人数が監査役会の員数に満たない場合、株主総会は、上記の手続によらず、法律により規定された多数に従って決議するものとするが、いかなる場合であっても、法定監査役の構成が2000年３月30日付け法務省令第162号の第１章第１項の規定並びに少数株主の代表の原則及びジェンダー・バランスに関して適用ある法律に従うことを確保する方法で行うものとする。

任期満了となった法定監査役は、再任することができる。

(d) 会社財務及び株式に関する事項

本書提出日現在における当社の資本金額は10,166,679,946ユーロに相当し、１株当たりの額面金額１ユーロの普通株式10,166,679,946株からなる（「第一部－第５－１ 株式等の状況－(3) 発行済株式総数及び資本金の推移」を参照のこと。）。株式は記名式とし、１株につき１議決権が保有者に付与される。

当社の事業年度は、毎年12月31日に終了する。各事業年度の終了時に、取締役会は、法律の定めるところにより、当社の財務書類を作成する。

当社の株主は、中間配当又は年次配当を受ける資格を有する。普通株式１株を保有する株主の配当受領権はそれぞれ同順位である。

２【外国為替管理制度】

一般に、現行のイタリアの為替管理規制の下では、当社による日本の居住者に対する金員の支払に関する制限はない。

３【課税上の取扱い】

所得に対する租税に関する二重課税の回避のための日本国とイタリア共和国との間の条約(以下「本租税条約」という。)の規定は、当社株式に関して日本国居住者に対して支払われる配当金に対する源泉徴収税及びかかる株式の日本国居住者による譲渡によって実現した利益に対する源泉徴収税に関して効力を有する。以下は、イタリアにおいて恒久的施設を有さない日本の居住者に対して適用される税について簡潔に述べたものである。この項は株主に関係するイタリアの税に関する事項の全てを網羅的に記載することを意図したものではない。潜在的投資家は当社株式の取得、保有及び処分又は無償譲渡による税効果に関して税務顧問に相談することを勧める。この項において「日本国居住者」及び「恒久的施設」とは、本租税条約において定義される意味を有するものとする。

(1) イタリアにおける課税上の取扱い

(a) イタリアにおける配当金に係る源泉徴収税

イタリアの会社によってイタリアの居住者でない株主に対して支払われる配当金に対して、イタリアの法律は26%の源泉所得税を課している。

イタリアの法律によれば、普通株式を保有する非居住者は、イタリアの課税当局に対して、少なくとも返還を請求している額と同額の税金を、当該非居住者が居住している国において配当金に係る所得税として全額支払済みであるという証拠を提示することによって、配当金に対して源泉徴収された額の26分の11を上限として返還を受けることができる。イタリアの課税当局からのかかる支払を求める非居住保有者は、長期の遅延及び費用負担を経験している。

代替として、26%の源泉徴収税は、イタリアと非居住者が居住する国との間の所得税に関する条約に従って減額される可能性がある。日本とイタリアの間の条約では、適用ある源泉徴収税率は15%に低減されている（又は、配当受領者が条約に規定される参加資格を有する場合には、10%に低減される。）。

かかる規定は、日本国居住者である配当受領者が、イタリア国内に、配当された株式の保有と実質的関連を有する恒久的施設を有している場合には、適用されない。その場合には、配当金はイタリアにおいて、なお課税対象となる。

現行のイタリアの法律によれば、イタリアにおける上場会社の全株式（普通株式を含む。）は、イタリア国家証券委員会（以下「CONSOB」という。）によって認可された集中決裁制度により保有されなければならない。適用される税規定によれば、モンテ・ティトーリ・エスピーエーが運営する集中決済制度（イタリアにおいて現在認可されている唯一の制度である）を通じて普通株式が保有される場合、配当金に対する当社による源泉徴収税は適用されない。源泉徴収税の代わりに、代用税（インポスタ・ソスティトゥティーバ)が普通株式の非居住保有者に対する配当金分配に対して、源泉所得税と同率で適用される。代用税は、普通株式の預託を受け、かつ（直接に、又はモンテ・ティトーリの制度に参加する外国の集中決済制度を通じて）モンテ・ティトーリの制度に参加している居住又は非居住の仲介機関により適用される。普通株式が預託されている仲介機関が適用ある所得税条約に従って低減された税率を適用するために、非居住者保有者が従うべき手続は、次のとおりである。仲介機関は次の書類を受領しなければならない。（ｉ）当該非居住保有者を確認する資料及び当該所得税条約の適用を受けるために必要な全ての条件が存在すること及び適用ある源泉徴収に関する約定率の決定について示す資料を含んだ申告書、並びに（ii）非居住保有者の居住国の税務当局による、当該保有者が所得税条約の目的上その国の居住者であり、かかる当局が知る限り、当該保有者はイタリアにおいて恒久的施設を有さないとする証明書（かかる証明書は提出の翌年の３月31日まで効力を有する）。普通株式が非居住仲介機関に預託されている場合、かかる仲介機関はイタリアにおいて、次の者を財務代理人として任命しなければならない。すなわち、イタリアの居住者たる銀行若しくは投資サービス会社、非居住者たる銀行若しくは投資サービス会社のイタリアにおける恒久的施設、又は代用税の適用及び管理に関する全ての義務を実行する、集中預託及び決済制度の運営のためのライセンスを有する会社。

(b) イタリアにおける当社株式の売却に係る所得税

本租税条約によれば、日本における居住者である当社株式の実質的保有者は、かかる株式の売却によって実現された利益に関して、通常イタリアの所得税に服さない。ただし日本の企業がイタリアにおいて有する恒久的施設の事業用資産の一部を形成するために行った株式譲渡によって得た利益を除く。

(2) 日本における課税上の取扱い

日本の個人又は法人の所得が上記(1)の(a)及び(b)に関する記述に述べられたイタリアの租税の対象となる場合、かかる租税は、適用ある租税条約、所得税法、法人税法、相続税法及びその他の現行の関連法令に従い、その制限の範囲内で、当該個人又は法人が日本において支払うこととなる租税の計算上税額控除の対象となる場合がある。

４【法律意見】

当社のイタリアにおける法律顧問であるチオメンティ・ストゥディオ・リガーレより、大要下記の趣旨の法律意見書が関東財務局長宛てに提出されている。

（ｉ）当社は、イタリア法に基づく株式会社（ソシエタ・ペル・アジオニ）として適法に設立されかつ有効に存続している会社である。

（ii）本書の「第一部－第１ 本国における法制等の概要」、「第一部－第２－３ 事業の内容－規制及び料金問題」（イタリアの規制に関するものについて）及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等－(1) コーポレート・ガバナンスの概要」の記載は、イタリア共和国の法令の要約である部分につき、あらゆる重要な点において、適正にその内容を表示し、適正にかかる法令を要約している。

第２【企業の概況】

１【主要な経営指標等の推移】

部門開示における修正及び変更

a）修正再表示

2022年12月31日現在における比較数値の修正再表示

2022年度の連結財政状態計算書は、2023年１月１日以降に開始する年次報告期間について適用されているIAS第12号の改訂の影響を考慮して調整されているが、これはリース及びデコミッショニングのように、同一金額の課税上及び控除上の一時差異を生じさせる取引には、基準により規定される当初認識の免除が適用されないことを明確にしている。

2022年度の連結損益計算書及び連結包括利益計算書は、「IFRS第５号 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要求に従い、2023年第４四半期に売却されたルスエネルゴスビト・エルエルシーへの投資のうち非継続事業の再表示を考慮し調整されている。

2021年12月31日現在における比較数値の修正再表示

非継続事業

2021年度の連結損益計算書及び連結包括利益計算書は、「IFRS第５号 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要求に従い、非継続事業の再表示を考慮し調整されている。

セグメント報告

エネルＸ事業ラインの2021年12月31日現在の数値は、「ホールディング、サービス及びその他」に表示されている一部の純資産並びに関連する収益及び費用の新しい事業ラインであるエネルＸ・ウェイへの移転を考慮して調整されている。かかる変更はセグメントの報告に影響を及ぼし、様々な事業ラインにおいて数値の再分類が行われたものの、グループ全体の数値に変更はない。2022年12月31日現在の連結財務諸表のコメント及び注記の表に記載された数値は、相互に統一され、比較可能である。

2020年12月31日現在における比較数値の修正再表示

現物決済を伴うコモディティ契約の再分類

損益を通じて公正価値で測定される（IFRS第９号の範囲に属する）、現物決済を伴うコモディティの購入又は売却契約（自己使用の例外に適格しないもの）の再表示について見直しを行うために、当グループは、2021年に連結財務諸表の表示を変更した。

具体的には、2020年に、

- **報告日時点で残存するエネルギー商品の売却契約に係る未実現の公正価値損益は、「販売及びサービスからの収益」に表示されていた。**
- **報告日時点で残存するエネルギー商品の購入契約に係る未実現の公正価値損益は、「電力、ガス及び燃料」並びに「サービス及びその他原料」に表示されていた。**

2021年に、報告日時点で残存するエネルギー商品の購入又は売却契約に係る未実現の公正価値損益は、「コモディティ契約から生じた純損益」の項目の下で純額ベースで認識された。

この新しい表示方法は、「IAS第８号－会計方針、会計上の見積りの変更及び誤謬」に従った会計方針の変更である。

したがって、比較のためにのみ過年度の損益計算書残高を修正再表示する必要があり、それにより純利益又は株式資本に対する影響は生じなかった。

ブラジルの譲与契約（IFRIC第12号）に関連する資産の公正価値による再測定の再分類

損益において、ブラジルのIFRIC第12号の適用範囲の譲与契約に関連する金融資産の公正価値による再測定の再表示について見直しを行うため、2021年に、契約資産の公正価値による再測定に言及していることから、収益は、金融収益から顧客との契約から生じる収益（IFRS第15号）に再分類された。

つまり、以下の表は、2020年12月31日現在の比較数値を修正再表示するために、原価、収益、コモディティ契約から生じる純損益及び金融収益の再分類を報告している。

2019年12月31日現在における比較数値の修正再表示

連結財務書類の注記における記述及び表中で表示されている情報は、統一性があり、比較可能である。この点で、現物決済を伴う非金融項目の売買契約のうち、自己使用の例外に適格しないものであり、そのため損益を通じて公正価値で測定される（IFRS第９号の範囲に属する）ものに関して、当グループは、損益計算書の２科目間の費用の単純な再分類により2020年に係る項目の認識を若干修正した。その結果、費用と収益の相関の近接性とより適切な情報を可能とした。かかる再分類により当年度の利益又は株式資本に対する影響は生じなかった。

より具体的には、非金融項目の取引の以前の会計処理は2019年に以下の認識が記載されていた。

- **売却契約の公正価値の変動に加えて決済日時点の関連する収益並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「その他の収益」における認識**
- **購入契約の公正価値の変動の「その他の営業費用」における認識に加えて、決済日時点の関連する費用並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識**

非金融項目の取引の現在の会計処理は、代わって以下の認識が記載されている。

- **売却契約の公正価値の変動に加えて決済日時点の関連する収益並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「その他の収益」における認識**
- **購入契約の公正価値の変動の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識**
- **決済日時点の関連する費用並びにデリバティブ資産及び負債の認識の中止による損益への影響の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識**

その結果、2019年の再分類に関する比較対象である２年度間の唯一の差異は、までの、非金融項目の購入契約の公正価値の変動が「その他の営業費用」から「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識となったことである。

加えて、当年度において、ラテンアメリカにおいて発電会社により管理された大口顧客に起因する部分がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたという2020年３月31日から有効となった事象を考慮して、いくつかの調整が2019年の損益計算書の数値にもなされた。

かかる変更は、報告セグメントに影響を生じさせたが、再分類が様々な事業ラインにおいてなされたものの、当グループの全体的な数値には変更を生じさせなかった。

b）部門開示における変更

2023年12月31日現在のセグメント表示における変更

事業ライン別の業績表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に引き続き基づいている。

事業セグメントに関する開示については、経営層が事業ライン別に業績を報告していることから、当グループは以下の報告セクターを採用している。

- **第１セグメント：　事業ライン**
- **第２セグメント：　地理的領域**

したがって、事業ラインは、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、結果はまず初めに事業ライン毎に測定及び評価され、その後初めて地理的領域別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致している。

この点について、2023年に開始された組織の簡素化プロセスにより、事業ライン及び地理的領域が再編されることとなり、当グループの業績を監視し投資家に提示するために経営陣が使用する手法に基づいたセグメントの業績を示すために、結果として開示の対象となるセグメントを再定義する必要性が生じたことに留意すること。

特に、第１セグメント（事業ライン）別の数値の表示については以下のとおりである。

・2022年12月31日に終了した年度のエネルＸの数値は個別に表示されていたが、現在はエンドユーザー市場で報告されている。

・2022年12月31日に終了した年度のエネルＸ・ウェイの数値はホールディング、サービス及びその他に表示されていたが、現在はエンドユーザー市場で報告されている。

第２セグメント（地理的領域）別の数値の表示については、南米、欧州、北米、アフリカ、アジア及びオセアニアの数値は、「その他の地域」エリアに統合されている。組織は引き続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、エネルＸ、ホールディング及びサービス）及び地理的領域（イタリア、イベリア、その他の地域、中央／ホールディング）のマトリックスに基づいている。

2021年12月31日現在のセグメント表示における変更

事業ライン別の業績表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に引き続き基づいている。

事業セグメントに関する開示については、経営層が事業ライン別に業績を報告していることから、当グループは以下の報告セクターを採用している。

・第１セグメント：　事業ライン

・第２セグメント：　地理的領域

したがって、事業ラインは、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、結果はまず初めに事業ライン毎に測定及び評価され、その後初めて国別に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致している。

組織は引き続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、エネルＸ、サービス並びにホールディング／その他）及び地理的領域（イタリア、イベリア、欧州、中南米、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア、中央／ホールディング）のマトリックスに基づいている。

2020年12月31日現在のセグメント表示における変更

2020年、本書に記載された事業ライン別の業績の表示は、上述のとおり当グループが採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業セグメントの開示に関して、事業分野別の業績に関する経営報告のとおり、当グループは、それゆえに以下の報告部門を採用した。

・第１セグメント：事業ライン

・第２セグメント：地理的セグメント

事業ラインは、それゆえ、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は各事業ラインに関して最優先で測定及び評価されて、その後に国別に分類されるため、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。

組織モデルは、引き続き区分の基盤に基づくものであるが、形式的には火力発電会社に帰属する大規模な水力発電事業の機能的な割当てを含めて、地理的セグメントによる様々な区分への、エネル・グリーン・パワー事業ラインの様々な企業の統合、及び地理的セグメントの定義（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／ホールディング）を規定する。加えて、事業構造は以下のとおり整理される。火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルＸ、サービス並びにホールディング／その他。

様々な事業ラインの業績の表示を改善するために、2020年３月31日から、南米及びメキシコにおける発電会社により管理されている大口顧客に関するデータは、エンドユーザー市場事業ラインに再分配された。その結果、検討対象の２年間について数値の十分な比較可能性を確保するために、2019年の比較数値は適切に調整された。

2019年12月31日現在のセグメント表示における変更

2019年、本書で記載された事業分野別の業績の報告は、上記の当グループにより採用された運用モデルを考慮して、検討されている２事業年度についての当グループの業績管理において経営陣によって用いられたアプローチに基づいている。

事業セグメントの開示については、2019年９月30日の決算を始まりに、エネル・グループはIFRS第８号の規定に基づき、第一及び第二の報告区分を変更している。具体的には、2019年に、経営陣が事業分野別の業績の報告を開始したことを踏まえ、当グループは以下の報告区分を採用している。

・第１セクター：事業ライン

・第２セクター：地理的領域

したがって事業分野は、エネル・グループの経営陣によって行われる分析及び決定において主要な判別式であり、結果は最初に事業分野毎に測定及び評価され、その後初めて国毎に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致する。

特に、新たな組織は、引続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルX、サービス並びにホールディング／その他）及び地理的領域（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び欧州地中海業務、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／ホールディング）のマトリックスに基づいている。

最後に、2019年９月から有効で、エネル・グリーン・パワー事業ラインに関連するラテンアメリカ地域には、以前は北米及び中米の地理的領域（現在は北米と改名され、米国、カナダ及びメキシコで構成される。）で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアも含まれることに注意すべきである。

IFRS第８号の開示目的のための第一及び第二の報告区分の新たな内訳並びにエネル・グリーン・パワー部門に属する国の再配分を踏まえて、ここで記載されている数値の完全な比較可能性を確保するため、2018年の比較数値は適切に調整されている。

「第一部－第６－４ 日本と国際財務報告基準における会計原則及び会計慣行の相違」を参照のこと。

	12月31日に終了した事業年度			
	2022年		2023年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	（ただし、１株当たりの金額を除く。）			
営業収益	135,653	23,145	92,882	15,848
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	7,447	1,271	8,089	1,380
その他	124,242	21,198	73,678	12,571
営業費用合計	131,689	22,469	81,767	13,951
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	2,365	404	(2,966)	(506)
営業利益	11,193	1,910	10,832	1,848
金融収益	8,287	1,414	6,049	1,032
金融費用	10,743	1,833	9,424	1,608
持分法による投資利益／（費用）	(60)	(10)	(41)	(7)
税控除前利益	8,677	1,480	7,416	1,265
法人税	3,523	601	2,778	474
継続事業からの利益	5,154	879	4,638	791
非継続事業からの利益	(2,234)	(381)	(371)	(63)
純利益（少数株主持分控除前）	2,920	498	4,267	728
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.15	26	0.32	55
発行済株式数（百万株）	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2022年		2023年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産（純額）	88,521	15,103	89,801	15,322
流動資産	66,063	11,272	44,616	7,612
資産合計	219,874	37,515	195,224	33,309
流動負債(2)	51,071	8,714	56,799	9,691
短期負債(3)	21,227	3,622	13,855	2,364
長期負債(4)	68,191	11,635	61,085	10,422
株主資本	28,657	4,889	31,755	5,418

	12月31日に終了した事業年度			
	2022年		2023年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	8,649	1,476	14,620	2,494
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(13,626)	(2,325)	(10,610)	(1,810)
財務活動によるキャッシュ・フロー	7,394	1,262	(8,361)	(1,427)

	12月31日に終了した事業年度			
	2020年		2021年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	(ただし、１株当たりの金額を除く。)			
営業収益	63,642	10,859	81,900	13,974
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	8,448	1,441	9,682	1,652
その他	49,002	8,361	71,009	12,116
営業費用合計	57,450	9,802	80,691	13,767
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	(99)	(17)	2,523	430
営業利益	8,455	1,443	7,551	1,288
金融収益	5,424	925	5,403	922
金融費用	8,175	1,395	8,147	1,390
持分法による投資利益／（損失）	(299)	(51)	571	97
税控除前利益	5,463	932	5,378	918
法人税	1,841	314	1,620	276
継続事業からの利益	3,622	618	3,758	641
非継続事業からの利益	-	-	99	17
純利益（少数株主持分控除前）	3,622	618	3,857	658
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.26	44	0.31	53
発行済株式数（百万株）	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2020年		2021年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産（純額）	78,718	13,431	84,572	14,430
流動資産	33,137	5,654	65,132	11,113
資産合計	163,453	27,888	206,940	35,308
流動負債(2)	31,466	5,369	58,421	9,968
短期負債(3)	9,513	1,623	17,337	2,958
長期負債(4)	49,519	8,449	54,500	9,299
株主資本	28,325	4,833	29,653	5,059

	12月31日に終了した事業年度			
	2020年		2021年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	11,508	1,963	9,915	1,692
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(10,117)	(1,726)	(10,875)	(1,855)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(3,972)	(678)	3,931	671

	12月31日に終了した事業年度	
	2019年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	（ただし、１株当たりの金額を除く。）	
営業収益	80,327	13,705
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費、償却費及び減損損失	10,826	1,847
その他	61,890	10,560
営業費用合計	72,716	12,407
コモディティリスク管理からの純利益／（損失）	(733)	(125)
営業利益	6,878	1,174
金融収益	3,953	674
金融費用	6,397	1,091
持分法による投資利益／（損失）	(122)	(21)
税控除前利益	4,312	736
法人税	836	143
継続事業からの利益	3,476	593
非継続事業からの利益	-	-
純利益（少数株主持分控除前）	3,476	593
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.21	36
発行済株式数（百万株）	10,167	

	12月31日現在	
	2019年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
有形固定資産（純額）	79,809	13,617
流動資産	36,703	6,262
資産合計	171,426	29,249
流動負債(2)	33,162	5,658
短期負債(3)	7,326	1,250
長期負債(4)	54,174	9,243
株主資本	30,377	5,183

	12月31日に終了した事業年度	
	2019年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動によるキャッシュ・フロー	11,251	1,920
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(9,115)	(1,555)
財務活動によるキャッシュ・フロー	306	52

	12月31日現在				
	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	84.3	84.0	87.1	84.6	81.4
純発電量(TWh)(1)	229.1	207.1	222.6	227.8	207.3
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)	322.0	298.2	309.4	321.1	300.9
電力供給量総計(TWh)	507.7	485.2	510.6	507.5	489.2
エンドユーザーに対する天然ガス販売量(十億立方メートル)	10.8	9.7	9.9	10.2	8.3
従業員数	68,253	66,717	66,279	65,124	61,055

(1) ジョイント・ベンチャーを通じた純発電量も含めると、2023年12月31日現在の総発電量は220.6TWhとなる。同様に、2023年12月31日現在の再生可能エネルギーによる発電量は140.3TWh（2022年12月31日現在は123.7TWh）となる。

(2) 短期負債を除く。

(3) １年内返済予定長期負債を含む。

(4) １年内返済予定長期負債を除く。

２【沿革】

当社は、イタリアの約1,250社の民間電力会社の国有化の一環として、国営企業のエンテ・ナツィオナーレ・ペル・レネルギア・エレットリカとして1962年12月に設立された。1992年、当社は、イタリアの法律に基づいて、株式会社としてエネル・エスピーエーとなり、その株式は、イタリア政府がイタリア経済財務省を通して所有した。

現行の法令又は当社の定款に基づき、エネルは、2100年12月31日まで存続し、株主総会の決議により１又は複数回存続期間を延長することができる。当社は、主にイタリアで事業を展開しているが、その他にスペイン、スロバキア、ルーマニア、ブルガリア、ラテンアメリカ、北米、ロシア、フランス及びギリシャでも事業を行っている。当社の登記上の本店の所在地は、イタリア共和国　ローマ市　ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137である。

当社事業の発展における重要な事柄

a）自由化及びその後の発展

1999年４月１日にベルサーニ法令が施行されるまでは、イタリアの電力市場は厳しく規制されていた。ベルサーニ法令によって、発電会社が請求するエネルギー価格を市場で自由に決定することが可能となる、イタリアの電力市場の自由化が始まった。ベルサーニ法令及びその他自由化改革は、以下を含む当グループの事業における重要な変更を要求した。

・当グループの主要事業を分離し、別個の関連子会社に割り当てた（1999年10月開始）。
・イタリアの国有送電網の経営及び管理並びに送電業務をMEFの完全子会社であるGRTN（その後の名称は、ジェストーレ・デイ・セルヴィツイ・エレットリシ（GSE））に譲渡した。続いて、イタリアの送電網の90%超を保有する当社の旧完全子会社テルナの株式の94.88%を売却した。その結果、テルナは2005年９月15日付けで連結対象外となった。
・３つの発電会社（当グループの発電容量のうち約15,000MWを供給）及びいくつかの地方配電会社を売却した。

民営化

MEFもまた、自由化改革によって当社に対する持分を減少させねばならなくなった。1999年11月、MEFは当社の新規株式公開において当社の株式資本の32%を売却した。かかる新規株式公開の一環として、当社の米国預託株式（ADS）は、ニューヨーク証券取引所に上場され、当社の株式は、イタリア証券取引所によって運営されるイタリアの電子取引市場であるメルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオに上場された。MEFは、かかる新規株式公開の後にも2003年、2004年及び2005年に、国内外の機関投資家及び／又はイタリア国内における一般投資家に対して当社株式の募集を何度か行った。MEFの直接保有は、これら募集によって21.1%にまで減少した。2003年、MEFは、MEFが70%の持分を保有するカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ（以下「CDP」という。）に対して当社株式資本の10.35%を売却し、当社株式のCDPを通じた間接保有を増加させた。2009年５月６日及び５月28日の決議に基づく当社の増資の全額引受け後、MEFによる直接所有は当社の株式資本の13.88%となり、CDPによる所有は当社の株式資本の17.36%となった。2010年11月中に、MEFは、その子会社であるCDPから、17.36%のエネル・エスピーエーの株式資本を取得し、その直接保有は13.88%から31.24%に増加した。2015年２月に、MEFにより保有されたエネル株式は、イタリアの適格機関投資家（CONSOB第11971/1999号の34-ter，comma 1，let．Bに定義される。）及び国内外の機関投資家に対する短期間で行うブックビルディングによりMEFから売却された後、MEFの保有割合は31.24%から25.50%に減少した。

2007年12月、当社は、ニューヨーク証券取引所における上場を廃止し、2008年３月に証券取引委員会（SEC）への登録及び関連する1934年証券取引法に基づく報告義務を終了した。当社の普通株式はテレマティコ（現在の名称は、ユーロネクスト・ミラノ証券取引所）に上場を継続する。このイタリア証券取引所は当社の普通株式の主な取引市場である。

当グループの再編及び事業の多角化

エネルギー市場の自由化及び当社の主要事業の必然的な縮小の結果、当グループは事業の多様化を図る戦略及び新規市場（電気通信事業部門を含む。）の拡大に注力した。とりわけ以下に注力した。

・当社は事業持株会社となり、その部門は特定の事業部門に注力する電力会社に転換された。かかる枠組みにおいて、その他の会社としてエネル・プロデュツィオーネ及びエネル・ディストリブッツィオーネが設立された。発電、送電及び配電活動の経営目的上、分離化を追求するとともに、エネルギー取引、発電所の建設及び環境サービスの供給等の新たな事業分野が設定された。

・ドイツ・テレコムによるウィンド（1997年に当社、フランス・テレコム及びドイツ・テレコムにより設立された電気通信会社）の株式の処分並びに当社及びフランス・テレコムによる当該株式の取得を受けて、2000年に当グループは、ウィンドの保有株式を増加させた。

・2002年、当社はインフォストラーダ（その後、イタリアで主要な電気通信会社の１つを設立するためにウィンドに併合された。）の100%買収に関して、ボーダフォンと契約を締結した。ただし、当グループはその後この事業から撤退した。

国際化及びエネルギー事業への注力

上記のベルサーニ法令に従って行われた事業の多角化及び組織再編のプロセスの後、当社は方針を変え、再度当グループの中核のエネルギー事業（電力及びガス）に注力する新たな戦略に着手した。

b）過年度における重要な事象

・当グループは、2002年のスペインの発電及び電力供給会社ヴィエスゴ（その後エーオンに売却された。）の買収並びに2003年にはブルガリアの発電会社エネル・マリッツァ・イースト・スリーの買収を通じて、2002年以降国外における電力事業の拡大に乗り出した。かかる買収に続き、北米及び中南米において再生可能資源に特化している発電会社の買収も行い、また、スペインに合弁企業であるエネル・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズを設立した。その後数年間にわたり、数多くの追加の買収を完了させた。

・2005年２月、当社は、2006年より有効となる、スロバキアで最大規模を誇る発電会社であるスロベンスケ・エレクトラーネの株式66%を取得する契約に署名した。取引価格は約840百万ユーロであった。

・2005年４月、当社は総額対価約112百万ユーロで、エレクトリカ・バナト・エスエー（その後の名称は、エネル・ディストリビューティ・バナト・エスエー（以下「ディストリビューティ・バナト」という。））及びエレクトリカ・ドブロジャ・エスエー（その後の名称は、エネル・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー（以下「ディストリビューティ・ドブロジャ」という。））の株式51%を取得した。

・2006年12月、中核のエネルギー事業に注力する目的に従い、当社はウィンドの持株会社であるウェザーの保有株式26.1%（当時）の譲渡をしたため、電気通信事業部門でのプレゼンスがなくなった。2008年６月４日、当社は、ウェザー・インベストメンツⅡエスエーアールエルから、ウィンドの残存する持分の売却価格1,962百万ユーロの最終的な分割分として、1,025百万ユーロを受領した。

・2007年４月、当社及びスペインのパートナーであるアクシオーナは、スペインの主導的な電力会社エンデサの株式100%に対し、共同株式公開買付けを行った。成立した公開買付けの終了及び決済の後、当社はエンデサ株式の67.05%を保有した。2009年６月、当社及びアクシオーナは、アクシオーナが直接的又は間接的に所有するエンデサ株式の25.01%のエネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）に対する移転について2009年２月に締結した新たな契約を実施した。かかる取引の後、当社は、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）を通じて、その後エンデサの92.06%の持分を所有し、同社の完全な支配権を有することとなった。

・2007年６月、当社及びルーマニアの民営化機関であるAVASの完全子会社エレクトリカは、ブカレストの配電網を所有し運営しているエレクトリカ・ムンテニアの過半数株式の民営化契約に署名した。取引価格は820百万ユーロであった。

・2007年６月21日より開始され、2007年10月26日に終了したいくつかの株式買付けにおいて、当社は、ロシアの発電会社であるOGK-5の37.15%を取得した。OGK-5はロシアの６大火力発電会社の１つであり、国内の様々な地域に４つの火力発電所（総発電容量約8,700MW）を有していた。2008年、当社はOGK-5の全株式の公開買付けを行い、かかる会社の支配持分の58.80%を取得し、ロシアの電力市場では初の垂直統合を経た外国会社となった。当社がその子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング（EIH）を通じて行った公開買付けにより、EIHのOGK-5に対する持分は59.80%となった。その後の処分及び会社経営陣からの少数株式の購入により、2010年12月31日現在のEIHのOGK-5に対する持分は、約56.43%相当であった。
・2008年４月25日、当社は、エレクトリカ・ムンテニアの50%の持分を395百万ユーロの対価でエレクトリカから取得した。同時に、エレクトリカ・ムンテニアの株主により、425百万ユーロの当社割当増資が承認された。これらの取引により、当社の持分割合は64.4%に上昇した。かかる取得に関連して、当社は、３年間有効なプット・オプションをエレクトリカに付与した。当該オプションは、エレクトリカに対して、同社が引き続き保有している株式の13.6%以上、及び民営化に際してエレクトリカ・ムンテニアの株式資本の10%を上限として引受権をエレクトリカ・ムンテニアの従業員に与える仕組みの一環として従業員に対して売却されなかった株式を売却する権利を与えるものである。その結果、オプションの対象となりうる株式は、最低で約13.6%から最大で23.6%（従業員が株式引受権を行使しなかった場合）の間で変動することが想定された。エレクトリカ・ムンテニアは、エネル・エネルジー・ムンテニアとエネル・ディストリビューティ・ムンテニアの２社に分割された。当社又はエレクトリカが保有していない各社の12%の持分は、フォンダル・プロプリエタテ・エスエーが保有した。
・2008年10月30日、エニ、当社及びガスプロムは、既存の協力関係を一層推し進めていくことで合意した。セヴェレネルジア及びその子会社の発展に関する契約並びに2007年の契約で想定されていたガスプロムへのセヴェレネルジアに対する持分の付与に関する契約に全当事者が署名した。当該付与は2009年５月15日を効力発生日として実行された。当社及びエニは同日、セヴェレネルジアの株式資本に対する51%の持分をガスプロムに売却する旨の契約をガスプロムと締結した。セヴェレネルジアは、アルクティック・ガス、ウレンゴル及びネフテガステクノロギアの全株主資本を保有していた。本取引は2009年９月に完了し、セヴェレネルジアに対する当社の持分は40%から19.6%に減少し、エニの持分は60%から29.4%に減少した。
・2009年４月29日の当社臨時株主総会において、最大で合計８十億ユーロ（プレミアムを含む。）の複数回の増資を行う権限が取締役会に与えられた。かかる権限は、2009年１月１日から、配当権の付された１株当たりの額面価額１ユーロの普通株式の発行を通じて、遅くとも2009年12月31日までに、１回又は複数回に分けて行使され、この普通株式は、当社の株主へは優先的に付与されるものであった。かかる権限の下、取締役会は増資の手続及び条件を策定する権限、特に次の事項を決定する権限を有した。すなわち、（ⅰ）実際の増資額、（ⅱ）プレミアムを含む株式の引受価格（同様の取引の予約権割当及び市場慣行に先立って、当社の株価及び市況が考慮される。）並びに（ⅲ）発行する新株の数及び関連する優先引受割合である。増資の決定において、2009年７月９日、CDPは、直接付与された権利及び経済財務省に付与された権利（同省からCDPへの権利の移転に従う。）の両方を行使し、当社の発行株式の約31.24%及び当社の新株式資本の約10.69%に等しい1,005,095,936株の新規発行の当社普通株式を引き受け、その総額は2,492,637,921.28ユーロとなった。それゆえ、当社の増資の完全な引受け及び取引の完了に伴い、CDPは、当社の株式資本の約17.36%を保有した。一方で、同省は約13.88%の株式を直接保有した。結果的に、ジョイント・グローバル・コーディネーター及びジョイント・ブックランナーであるバンカIMI、JPモルガン及びメディオバンカにより調整及び管理がなされる引受分については、株式の引受けを行う必要がなかった。2010年11月中に、MEFは、その子会社であるCDPから、17.36%の当社の株式資本を取得し、その直接保有は13.88%から31.24%に増加した。

・2010年３月16日、エンデサは、エンデサ・ヘラスの売却について、パートナーのミティリネオス・ホールディングとの間で合意に達した。かかる取引は、いくつかの許可を取得することを条件としており、2010年７月１日付けで完了した。具体的には、ミティリネオスは、エンデサが有するエンデサ・ヘラスの持分50.01%を140百万ユーロで取得することについて合意した。そして、当社は、合計15MWの発電容量の水力発電所及び風力発電所（稼働中及び建設中を含む。）を20百万ユーロでミティリネオスから取得した。

・2010年６月18日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）は、イタリア証券取引所に、電子証券取引所（メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ（MTA））において株式を取引できるよう認可を求める申請を提出し、公募のための目論見書の公開及び株式上場の承認をCONSOBに求めた。2010年10月30日、当社は、ジョイント・グローバル・コーディネーター及びジョイント・ブックランナーらと協議の上、１株当たり1.60ユーロの最終募集価格を設定した。この最終価格は、公募及び機関投資家向け私募とも同じ設定で、とりわけ、イタリア及びイタリア国外の金融市場の状況、機関投資家からの関心表明の量及び質、並びに公募において受け取る申込数を考慮して設定された。

・2010年７月１日、エンデサは、レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（REE）と、エンデサの完全子会社であるエンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカが所有していた送電ネットワークを、REEの子会社に売却することにつき合意した。かかる売却は、REEを送電業務を実施する唯一の企業として指定する法律第17/2007号の規定に従って、実施された。かかる契約は、稼働中の資産及び建設中の資産両方について言及していた。約1.4百万ユーロの支払を要求するかかる契約は、必要な行政上の許可を取得することを条件として、効力が発生するものであった。2010年12月13日、かかる売却は完了し、エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカは、売却された電力供給網の維持管理についての支払として66百万ユーロを追加で受領した。

・2011年６月28日に、オランダの子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ（EIH）は、コンターグローバル・エルピー（以下「コンターグローバル」という。）と、2011年３月14日に合意した契約を履行し、オランダで登録された会社であるマリッツァ・イースト・スリー・パワー・ホールディング及びマリッツァ・オーアンドエム・ホールディング・ネザーランドの全株式資本のコンターグローバルへの売却についての取引を終了した。これらの会社はそれぞれ、発電容量908MWの褐炭燃料発電所の所有者であるブルガリアの会社のエネル・マリッツァ・イースト・スリー（以下「マリッツァ」という。）の73%並びにマリッツァの発電所の稼働及び維持管理について責任を有するブルガリアの会社であるエネル・オペレーションズ・ブルガリアの73%を所有していた。株式売却についてコンターグローバルにより支払われた合計価格は、230百万ユーロであった。

・2013年３月28日に、当社のチリにある子会社であるエネルシス・エスエーの増資が首尾よく完了し、発行された新規普通株式16,441,606,297株全てが引き受けられ、その合計は約６十億米ドルに相当するところ、そのうち約2.4十億米ドルは現金で支払われた。かかる取引の完了の結果、子会社のエンデサは、直接的に、また完全子会社であるエンデサ・ラティノアメリカ・エスエーを通じて、エネルシス・エスエーの株式資本の約60.6%を引き続き保有した。エネルシス・エスエーは、電力の生成、配送及び販売のための南米における当グループの唯一の投資ビークルとなった（エネル・グリーン・パワーにより保有された資産及びかかる地理的領域の再生可能エネルギー分野においてエネル・グリーン・パワーが将来展開する資産を除く。）。

・2014年７月30日に、エネル・エスピーエーの取締役会は、イベリア半島及びラテンアメリカにおける当グループの運営を再編成するための計画を承認した。かかるプロジェクトの主な目的は以下のとおりであった。

－当グループの会社体系を新たな組織体系に合わせること、ラテンアメリカで運営を行っている会社の支配チェーンを簡素化すること及び当グループのキャッシュ・フローを最適化するための条件を設定すること。

－既存の事業基盤の展開並びにスペイン及びポルトガルにおける事業競争力の活用に焦点を当てた新たな事業計画の手法により、イベリア半島におけるエネルギー市場の主導的な会社としてのエンデサの運営に注力すること。

・2014年11月25日に、機関投資家向け公募を取り扱う銀行コンソーシアムを代表して安定操作代理人として活動するクレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッドは、募集価格１株当たり13.50ユーロのエンデサ株式合計30,270,000株につきグリーンシューオプションを全て行使した。グリーンシューオプションが行使されると、エネル・エナジー・ヨーロッパ（その後の名称は、エネル・イベロアメリカ）が開始したグローバル・オファリングにより、合計3,132,945,000ユーロの対価でエンデサ株式232,070,000株（株式資本の21.92%に相当する。）が売却された。グリーンシューオプションの行使をもって、安定操作期間（当初は2014年12月15日に終了する予定であった。）は終了した。クレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッドは、エンデサ株式の安定操作取引を実行しなかった。

2016年における重要な事象

・2016年３月上旬、2015年12月31日から「売却目的保有」として分類されていたコムポスティーリャ・アールイーの処分が完了した。売却価格は101百万ユーロ（同社は約111百万ユーロの流動資産を所有していた。）であり、約19百万ユーロの利益が発生した。

・2016年５月１日に、米国において風力発電セクターに従事している企業であるドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの65%を処分した。売却価格は72百万ユーロであり、売却益約２百万ユーロと残りの35%の公正価値による再評価による約４百万ユーロの利益が発生した。

・2016年７月13日、アップストリーム・ガス・セクターにおけるイタリアの資産（21の海上及び陸上ガス田の権益の申請及び探査の認可）を保有していたエネル・ロンガネージの処分が完了した。この売却の対価は最大で30百万ユーロであり、このうち約７百万ユーロは直ちに回収され、残額の受取権利（分割払い）については、2019年に予定されたエミリア＝ロマーニャ州にあるロンガネージ・ガス田での生産開始及びガス市場における価格開発といった多くの条件に左右された。かかる価値は既に見積実現可能価額に調整されているので、損益を通じた資本損失は認識されなかった。

・2016年７月28日、スロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）の66%を保有しているスロヴァク・パワー・ホールディング（以下「SPH」という。）の50%の処分が完了した。具体的には、エネル・プロデュツィオーネ及びイーピー・スロバキアの間で2015年12月18日に調印された契約の締結により、エネル・プロデュツィオーネは、エネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディング（以下「EPH」という。）の子会社であるイーピー・スロバキアに対するSPHの50%の売却を完了した。２つのフェーズで支払われた対価の総額は750百万ユーロ相当（このうち150百万ユーロは直ちに現金で支払われた。）であったが、金額については一定の調整方法が適用され、かかる金額は外部の専門家が計算し、SEの財務状態の動向、スロバキア市場でのエネルギー価格の動向、契約に規定されたベンチマークに基づき測定されたSEの業務の効率性並びにモホフチェ第３号基及び第４号基の事業価値を含む一連のパラメーターに基づいて、第２フェーズの完了時に適用される。したがって、かかる処分によって発生した債権は、損益を通じた公正価値で測定された。上記と同様のパラメーターが、SPHジョイント・ベンチャーの利益の回収可能価額の決定に使用された。

・2016年10月１日、従前持分法を使用していたディストリビュイドラ・エレクトリカ・デ・カンディナマルカ（以下「DEC」という。）の支配権の取得が、DECをコデンサ（既に株式の49%を保有していた。）に併合させることにより完了した。

・2016年11月21日に、政府の取り決めの変更に従い、米国における再生可能エネルギー発電プロジェクトのディベロッパーであるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（EGPNA REP）について、株式１%を12百万ユーロで売却することにより、支配権を喪失した。それ以降、EGPNA REPは、持分法適用会社となった。かかる取引は、２百万ユーロの利益の認識及びEGPNAにより引き続き保有されていたEGPNA REPの50%の公正価値による再測定による収益95百万ユーロの認識を含む。

・2016年11月30日に、フランスの火力発電会社であるエネル・フランスの100%をほぼ無対価で処分し、４百万ユーロの損失となった。

・2016年12月20日に、エネル及びCDPエクイティ（以下「CDPE」という。）によるエネル・オープン・ファイバー（その後の名称はオープン・ファイバー（OF））の増資により（その後はエネル及びCDPEがOFの同等の持分を保有している。）、OFの支配権を喪失した。これによりOFは持分法適用会社となった。

・2016年12月28日に、シマロン及びリンダール風力発電所をEGPNA REPジョイント・ベンチャーへ売却した。資本集約を抑える「建設、売却及び運営」のアプローチに基づく新たな産業成長戦略のスタート地点であり、国際レベルでのプロジェクト・パイプラインの開発加速を意図している。支配権の喪失により、37百万ユーロの利益が生み出された。

・2016年12月30日に、ベルギーにおける火力発電会社であるマルシネル・エネルジーの100%を総額36.5百万ユーロで処分した（全額支払済）。2016年に、マルシネルの純資産価値は、51百万ユーロの減損損失の認識に伴う推定実現可能価値に調整された。売却価格は、アーンアウト条項を含む顧客価格の調整により決定された。

上記の連結範囲の変更に加えて、以下の取引は、かかる取引は支配権の獲得又は喪失を含むものではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・2016年２月29日、イタリアで水力発電セクターを運営している企業であるハイドロ・ドロミティ・エネルの残りの持分を処分した。売却価格は、当初335百万ユーロと見積もられていた。その後、最終的な処分価格に基づいて更新された契約価格式を適用した価格調整（マイナス22百万ユーロ）の決定を受けて、124百万ユーロの売却益が認識された。
・2016年３月31日、エネル・グリーン・パワーの非比例会社分割が行われた。この会社分割はその一環としてエネル・エスピーエーによる増資を伴うものであったが、会社分割を受けて当グループの同社における持分は68.29%から100%へと増加し、その結果として非支配持分が減少した。
・2016年５月３日、イタリアにおいて風力発電セクターに従事している企業であるマイコール・ウィンドの残りの40%を獲得し、単独株主となった。
・2016年７月27日、エネルの完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・インターナショナルが、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（以下「EGPE」という。）の60%を、既に残りの40%を所有しているエンデサの子会社であるエンデサ・ジェネラシオンに売却し、エンデサ・ジェネラシオンはEGPEの単独株主となった。連結財務書類において、かかる取引により、この時点から、当グループの持分を減少（88.04%から70.10%）させた。
・2016年12月１日に、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカス（いずれもエネルシス、エンデサ・チリ及びチレクトラの会社分割によって設立された会社である。）がエネル・アメリカスに併合された。当該取引の株式交換比率及び両社の株主による解約権の行使という複合的な影響により、エネル・アメリカスが直接的又は間接的に保有する両社の持分割合は変化した。

2017年における重要な事象

・2017年１月10日に、米国に本部を置き、ソフトウェア・ソリューション及びスマート電力貯蔵システムを専門に扱うディマンド・エナジー・ネットワークスの100%を取得した。
・2017年２月10日に、再生可能エネルギー部門で事業展開するメキシコ企業であるマス・エネルジアの100%を取得した。
・2017年２月14日及び2017年５月４日に、ブラジルのゴイアス州で事業展開する送配電企業のエネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（旧CELG-D）の94.84%及び5.04%（合計99.88%）をそれぞれ取得した。
・2017年５月16日に、電力貯蔵部門で事業展開する英国企業であるタインマス・エナジー・ストレージの100%を取得した。
・2017年６月４日に、アベリノ地方に風力発電所を２基所有するアメック・フォスター・ウィーラー・パワー（その後の名称は、エネル・グリーン・パワー・サンニオ）の100%を取得した。
・2017年８月７日に、前株主に対するEGPNAの提案の承諾に従いエナノック・グループの100%を取得した。
・2017年10月25日に、電気モビリティ管理システムで事業展開する米国企業であるイーモーターワークスの100%を取得した。
・2017年12月に、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは現物株契約を用いて子会社であるEGPNA・ロッキー・キャニー・ウィンドのクラスA株式80%を処分した。取引の合計金額は233百万米ドルであり、４百万ユーロの資本利得を生んだ。

上記の連結範囲の変更に加えて、以下の取引は、かかる取引は支配権の獲得又は喪失を含むものではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・2017年10月５日に、株式市場取引において、エネル・ディストリビュシオン・ペルーの7.7%を80百万米ドルで取得した。

2018年における重要な事象

・2018年３月12日に、ドイツに本社を置く地熱発電所を開発する会社であるエルドワルム・オベルランド・ゲーエムベーハーの86.4%を処分した。取引の合計金額は、0.9百万ユーロ（実現資本利得１百万ユーロ）であった。
・2018年４月２日に、エネル・ジェネラシオン・チリの少数株主持分の33.6%を取得し、それによりエネル・チリが保有するエネル・ジェネラシオン・チリ持分は93.55%に増加した。加えて、同日に、再生可能エネルギーの会社であるエネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエーのエネル・チリへの併合が実施された。
・2018年４月３日に、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャを通じて、パルケス・エオリコス・ヘスティンベー・エスエルユー及びパルケス・エオリコス・ヘスティンベー・ジェスティオン・エスエルユーの100%を57百万ユーロ（うち15百万ユーロは既存債務引受け）で取得することが完了した。
・2018年６月７日に、エネル・スデステは、当初株主として参加した後で、ブラジルの配電会社であるエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ（旧名称エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー）の支配権を取得した。株式100%を目指した公開買付けは、2018年７月４日に終了した。2018年９月30日に、当該会社は、当グループにより95.88%保有されていることに基づき連結された。
・2018年７月25日に、子会社であるエンデサ・レッドを通じて、北アフリカのセウタ自治都市内で配電及び電力販売を行っている会社である、エンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタ・エスエーの94.6%を取得した。
・2018年９月28日に、長期にわたる機関投資家であるケース・ドゥ・デポ・エ・プラスメント・ドゥ・ケベック（以下「CDPQ」という。）及び主要なメキシコの年金基金の投資ビークルであるシーケーディー・インフラストラクチュラ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ（以下「CKD IM」という。）に対する、メキシコで稼働中又は建設中の８基の発電所を所有する８の特別目的事業体の80%を売却した。取引終了後、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーはその株式資本の20%を保有した（それらの会社はその後持分法を用いて計算された。）。
・2018年10月18日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーがフィナーレ・エミリアのバイオマス発電所を処分した。
・2018年12月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、その完全所有子会社であるエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエーを処分し、一方、セロラルゴに50MWのメロウィンド風力発電所を保有するエストレラダ・エスエーを保有した。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、買収又は管理能力の欠如にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・エネル・チリを通じて93.55%の直接保有（以前の持分は59.98%であった。）を達成するために、エネル・ジェネラシオン・チリの非支配持分の取得を含むチリの「エルキ」事業の企業再編成を行った。エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエーのエネル・チリへの併合によりエネル・グリーン・パワー・チリの保有持分は減少した（グループレベルで100%から61.93%へ）。エネル・チリの保有割合は60.62%から61.93%に増加した。
・2018年７月３日に、エネルは、エネルX・インターナショナルを通じて、ユフィネット・インターナショナルの100%が譲渡されたビークルカンパニー、ザカパ・トプコ・エスエーアールエルの約21%を150百万ユーロで、シックスス・シンヴェン・ファンド（国際的なプライベート・エクイティ会社シンヴェンにより管理されたファンド）によって管理されている持株会社から取得した。ユフィネットは、南米での主要な光ファイバーネットワーク運営会社である。シックスス・シンヴェン・ファンドはまた、ザカパ・トプコ・エスエーアールエルの79%を保有していた。
・2018年12月27日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、エネル・グリーン・パワーの完全所有子会社であるマルテ・エスアールエルを通して保有している、ジョイント・ベンチャーであるEFソラーレ・イタリア・エスピーエー（以下「EFSI」という。）の50%の持分を、ジョイント・ベンチャーの他のパートナーであるF2i SGRエスピーエーに214百万ユーロで売却した。販売契約書の条項に基づき、イタリアで稼働中の太陽熱発電所の購入及び運営を行っているEFSIは、約1.3十億ユーロ（うち約430百万ユーロは資本、うち約900百万ユーロは負債）の企業価値を譲渡された。当該売却は、65百万ユーロのキャピタル・ゲインをもたらした。

・2018年12月、エネル・エスピーエーは、エネル・アメリカスの持分を最大５％を上限として増加させるために金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、持分を2.43%増加させた。

2019年における重要な事象

・2019年３月１日に、過去にメルキューレ・バイオマス発電所から構成される事業ユニット及び関連する法的関係を移転した会社である、メルキューレ・エスアールエルの100%を処分した。かかる取引価格は168百万ユーロであった。
・2019年３月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、米国の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」といい、その後「エネル・ノース・アメリカ」に名称変更された。）を通じて、EGPNAが50%、ジェネラル・エレクトリック・キャピタルズ・エナジー・ファイナンシャル・サービシズが50%を所有する合弁会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（以下「EGPNA REP」という。）から、稼働中の再生可能エネルギー発電所を所有する13社の100%を買収した。
・2019年３月27日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）は、米国の再生可能エネルギー子会社であるEGPNAを通じて、カンザス州のレネックサに拠点を置く再生可能エネルギー・プロジェクト開発会社であるトレードウィンド・エナジーを買収した。EGPは、トレードウィンドの開発プラットフォーム全体を統合し、これには米国にある13GWの風力、太陽光及び貯蔵プロジェクトが含まれていた。この契約は、６月に行われたトレードウィンドの完全所有子会社であるサルヴォンの売却を規定していた。
・2019年４月30日、エネルＸ・イタリアは、エネルギーサービス部門で事業を行い、大規模電力消費者に支援を提供するイタリアの会社のユーセイブ・エスピーエーの100%を買収した。
・2019年５月31日、再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエーを通じて、ブラジルの３基の再生可能エネルギー発電所の100%の処分を完了した。かかる取引価格は約2.7十億レアル（約603百万ユーロ相当）であった。
・2019年11月14日に、エネルＸ・エスアールエルは、顧客に日常生活を円滑にする金融サービスを提供する認可された支払機関であるペイティッパーの55%を買収した。かかる契約には、残りの45%のプット・オプションが付されていた。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、支配権の獲得又は喪失にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・2019年中にエネル・エスピーエーは、金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・アメリカスの持分を5.74%増加させ、また子会社の非比例増資により、当グループの持分は59.97%となった。
・2019年３月25日、エネルＸ・インターナショナルは、エナノック・ジャパン・ケーケーの40%を取得し、これにより持分は100%となった。
・2019年９月５日、エネル・グリーン・パワー・ディベロップメントはイージーピー・インディアの23.44%を取得し、これにより持分は100%となった。
・2019年11月21日、エネル・ブラジルは、エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーの4.1%を約93百万ユーロで取得した。
・2019年12月５日、エネル・エスピーエーは、エネル・チリ・エスエーの持分を最大３％を上限として増加させるために金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・チリの持分を0.11%増加させた。

2020年における重要な事象

・2020年１月に、トレードウィンドにより100%保有されていたワイルド・プレインズ・プロジェクト・カンパニーが売却された。かかる売却は、損益に影響を及ぼさなかった。
・2020年５月11日に、エンデサ・エネルジアは、エンデサ・ソリュションズの80%を21百万ユーロで売却した。かかる持分は、以前は比例連結であったが、その後持分法を用いて会計処理された。
・2020年７月７日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、パルケ・エオリコ・ティコ・エスエルユー、ティコ・ソーラー・１・エスエルユー及びティコ・ソーラー・２・エスエルユーの100%を合計40百万ユーロで取得した。

・９月14日に、エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガルは、サジェスション・パワー（ユニペッソール）エルディーエーの100%を合計６百万ユーロで取得した。
・2020年９月17日に、エネルＸ・インターナショナルは、ヴィヴァ・ラボズ・エーエスの60%を合計３百万ユーロで取得した。
・エネル・グリーン・パワー・パナマは、2020年にハグイト・ソーラー及びプログレソ・ソーラーの100%を合計２百万ユーロで取得した。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、支配権の獲得又は喪失にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。
・エネル・ノース・アメリカの水力発電事業ポートフォリオに含まれていた複数の50%所有ジョイント・ベンチャーが2020年に売却された。2019年12月に、ポートフォリオ全体が、IFRS第５号に従って売却目的保有として分類された。損益に認識された利益は２百万ユーロであった。
・2020年に、エネル・エスピーエーは、金融機関と締結した株式交換契約の条項に基づき、エネル・アメリカスの持分を5.03%に増加させた。その結果当グループの合計持分は65%となった。
・エネル・エスピーエーは、金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・チリの持分を2.89%増加させた。その結果当グループの合計持分は64.93%となった。

2021年における重要な事象
・2021年１月８日、タインマス・エナジー・ストレージの100%が１百万ユーロで売却された。この売却は、損益に重要な影響を及ぼさなかった。
・2021年１月20日、エネル・グリーン・パワー・ブルガリアの100%が合計35百万ユーロで売却された。この売却は、損益に重要な影響を及ぼさなかった。
・2021年３月10日、エネル・グリーン・パワー・イタリアは、170.11MWの認可容量を持つ太陽光発電プロジェクトを所有するイー・ソーラー・エスアールエルの100%を2.7百万ユーロで取得した。
・2021年３月29日、エネルＸ・エスアールエルは、消費者が民間及び公的機関との数々の種類の取引を行うことを可能とするフィジカル及びデジタルの両方のチャネルを通じた決済サービスの利用を消費者に提供するイタリアの企業である、シティポスト・ペイメント・エスピーエーの100%を取得した。
・2021年第１四半期に、企業内のガバナンス体制の変更により以前は持分法適用会社であったオーストラリアの再生可能エネルギー関連会社を追加持分の取得を伴わずに完全連結とすることに連結範囲が変更された。2021年12月に取得価格の配分手続が完了し、約９百万ユーロの減損処理を含む取得済純資産の帳簿価額が実質的に確認された。
・2021年５月13日、イージーピー・ソーラー・１・エルエルシーは合計約４百万ユーロで売却された。
・2021年の最初の９ヶ月間にエネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、再生可能エネルギー企業30社の100%を合計86百万ユーロで取得した。
・2021年９月８日、ジェナビリティはエネルＸ・ノース・アメリカにより約６百万ユーロで売却された。
・2020年９月17日にエネルＸ・インターナショナルが取得したヴィヴァ・ラボズ・エーエスの取得価格の配分手続は９月に完了し、その後、取得日に認識された帳簿価額が確認された。

2022年における重要な事象
・2022年１月３日、エネル・プロドゥツィオーネ・エスピーエーは、設備容量約527MW、年間出力約1.5TWhの発電所を所有するイーアルジー・ハイドロ・エスアールエル（その後、エネル・ハイドロ・アッペンニーノに改称し、2022年12月１日にエネル・プロドゥツィオーネ・エスピーエーに合併）の100%を約1,267百万ユーロの対価を得て買収し、2022年12月には取得資産及び負債の公正価値の特定が完了し、約349百万ユーロののれんが認識されている。
・2022年２月17日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、太陽光発電システムの開発及び建設のために取得したライセンスを表す約14百万ユーロでストーンウッド・デサロロス・エスエルユーの100%を取得した。かかる買収が損益に与える影響はない。
・2022年３月３日、エネルＸ・ジャーマニーは、クレムゾウ・ケージー及びクレムゾウ・ファヴァルトングの全株式を約12百万ユーロで売却した。

・2022年６月30日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、南アフリカで設備容量約740MWの６社の間接所有者であるイージーピー・マティンバ・ニューコ・１・エスアールエルの株式の50%をエーアイ・レイアン・ホールディング・エルエルシー（カタール投資庁が管理）に約108百万ユーロで売却し、全額支払済みである。
・2022年７月25日、エネルＸ・エスアールエルは、エネルＸ・ファイナンシャル・サービシズ、シティポスト・ペイメント、ペイティッパー並びにジュニア・インシュランス及びその子会社の全株式を、金融債権の形で決済し、約140百万ユーロでムーニー・エスピーエーに売却した。
・2022年８月24日、エネル・アメリカスの子会社であるエネル・ブラジル・エスエーは、CGTF-セントラル・ジェラドラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ・エスエーの全株式をイーエヌイーヴイエー・エスエーへ約89百万ユーロの対価で売却を完了した。かかる取引は、資産の減損損失73百万ユーロ、資本損失135百万ユーロ及び売却に関連する取引費用２百万ユーロを含む、約210百万ユーロのマイナスの影響を損益に及ぼした。
・2022年の最初の９ヶ月間で、エネル・グリーン・パワー・ルーマニアは、プロウィンド・ウィンドファーム・ボグダネスティ、パワーウィンド・ウィンドファーム・デレニ、プロウィンド・ウィンドファーム・イヴェスティ及びプロウィンド・ウィンドファーム・ヴィイソアラの100%を総額約35百万ユーロで取得した。
・2022年10月12日、エネルは、ピージェーエスシー・エネル・ロシアの全株式（同社株式資本の56.43%相当）をピージェーエスシー・ルコイル及びクローズ型投資信託「ガスプロムバンク・フレジア」に総額約137百万ユーロで売却した。かかる取引は、主に為替換算の戻入れを反映し、報告されたグループ利益に対して約1.5十億ユーロのマイナスの影響を及ぼした。
・2022年12月９日、エネル・チリ・エスエーは、チリの上場送電会社エネル・トランスミシオン・チリ・エスエーの株式資本の99.09%全株を、インヴェルシオネ・グルポ・サイサ・エルティーディーエーが支配するソシエダッド・トランスミソラ・メトロポリターナ・エスピーエーに約1.3十億ユーロで売却した。かかる取引により、約1.1十億ユーロのキャピタル・ゲインが発生した。
・2022年12月22日、エネルは、完全子会社であるグリッドスペルタイズ・エスアールエルの50%の割当てを、国際的なプライベート・エクイティ・ファンドであるシーヴイシー・キャピタル・パートナーズ・ファンド・Ⅷに総額約300百万ユーロで売却を完了した。かかる取引は、損益に約520百万ユーロのプラスの影響を与えた。
・2022年12月23日、エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッドはノーファンドと最終合意し、ノーファンドはアヴィキラン・スーリヤ・インディア・プライベート・リミテッドに対して、同社が発行した株式（払込済み株式資本の49%）を引き受けることで投資を行った。かかる取引は、損益に約４百万ユーロのマイナスの影響を与え、そのうち２百万ユーロは残余持分の公正価値での再測定によるもので、２百万ユーロは資本損失であった。
・2022年12月29日、エネル・アメリカス・エスエーの子会社であるエネル・ブラジル・エスエーは、ブラジルの配電会社セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の全株式（同社株式資本の約99.9%に相当）をエクアトリアル・エネルジア・エスエーの子会社であるエクアトリアル・パルティチパソエス・エ・インヴェストメントス・エスエーに、総額約1.5十億ユーロ（うち、持分部分は約269百万ユーロ、会社間融資の返済として約1.2十億ユーロ）で売却した。かかる取引は、損益に約１十億ユーロのマイナスの影響を及ぼした。

c）2023年における重要な事象

・2023年２月17日、エネル・グループは、子会社のエネル・アルゼンチンを通じて、火力発電会社であるエネル・ジェネラシオン・コスタネラに対する当グループの持分を、エネルギー会社であるセントラル・プエルト・エスエーに42百万ユーロで売却する取引を完了し、全額を回収した。かかる取引により、132百万ユーロの資本損失が認識された。
・2023年４月14日、エネル・グループは、インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー及びセントラル・ドック・スード・エスエーの保有株式のYPF及びパン・アメリカン・スール・エスエーに対する総額48百万ユーロでの売却を完了した。かかる取引は、損益に約194百万ユーロのマイナスの影響を及ぼした。
・2023年９月29日、エネル・グループは、子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーを通じて、オーストラリアにおける当グループの再生可能エネルギー事業の全てを保有する２社、具体的にはエネル・グリーン・パワー・オーストラリア（ピーティーワイ）エルティーディー及びエネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラストの50%をINPEXコーポレーションに総額142百万ユーロで売却した。かかる取引により、103百万ユーロの利益が認識された。

・2023年10月25日、エネル・エスピーエー及びその上場子会社であるエネル・チリ・エスエーは、設備容量合計が約416㎿で稼働中の太陽光発電所４基のポートフォリオを保有するチリの会社であるアルカディア・ジェネラシオン・ソーラー・エスエーの株式資本における全持分を、国際的な再生可能エネルギー会社であるソネディックスに総額535百万ユーロで売却する取引を完了した。かかる取引により、195百万ユーロのキャピタル・ゲインが認識された。
・2023年10月25日、エネル・グループは、エネル・グループがルーマニアで保有する全株式をギリシャの会社であるパブリック・パワー・コーポレーション・エスエーに総額1,241百万ユーロで売却した。かかる取引は、当期損益に847百万ユーロのマイナスの影響を及ぼし、そのうち655百万ユーロは為替換算準備金の戻入れを反映していた。
・2023年12月29日、エネル・エスピーエーは、完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーを通じて、ギリシャにおけるエネル・グリーン・パワーの再生可能エネルギーの完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラスの50%を、マッコーリー・アセット・マネジメントに総額351百万ユーロで売却した。かかる取引全体は、当グループの2023年の損益に422百万ユーロのプラスの影響を及ぼした。
・2023年12月20日、エネル・エスピーエーは、ルスエネルゴスビト・エルエルシーの全株式を総額83百万ユーロで売却した。かかる取引は、グループ利益に124百万ユーロのマイナスの影響を及ぼし、そのうち82百万ユーロは為替換算準備金の戻入れを反映していた。

d）グループの再編成

エネル・グループの構造は、以下からなるマトリックスに編成される。

（ｉ）*国際事業ライン*（エネル・グリッド・アンド・イノバビリティ、グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー、エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション並びにエネルＸ・グローバル・リテール）は、当グループが事業を行う様々な地域において、資産の管理及び開発並びにそのパフォーマンス及び使用した資本に対する収益の最適化に対して責任を負っている。
さらに、安全、保護及び環境に関する方針及び規制を遵守した上で、管理するプロセスの効率を最大化し、最善の国際実務を適用し、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益に対する責任を各国と共有することを課せられている。
当グループは、投資委員会(1)の活動も活用し、様々な事業ラインのプロジェクトについて、集中的な産業ビジョンから利益を得ている。各プロジェクトは、財務的なリターンに基づいて評価されるだけでなく、グループレベルで利用可能な最良の技術との関連でも評価されている。さらに、各事業ラインは、エネルギー移行及び気候変動への取組みにおけるエネルのリーダーシップを導くことに貢献し、関連するリスク及び機会をその得意分野で管理する。

(1)当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノバビリティ、法務及び会社業務、グローバル・プロキュアメントの長、並びに地域及び事業ラインの長により構成される。
以下は、各国際事業ラインの主な目的の概要である。

・エネル・グリッド・アンド・イノバビリティ：効率的で弾力性のあるデジタル・グリッドを通じて電力供給サービスの信頼性及び品質を確保し、革新及び持続可能性のプロセスを促進、調和及び調整することで、国際事業ライン及び各国における業務を支援する。
・グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー：ガス及び燃料供給の最適化、並びに火力発電及び再生可能エネルギー発電の現地配電を通じて我々が事業を行う市場における総合利益を最大化するため、全ての商業／市場要因を考慮したヘッジ戦略及びコモディティリスクに対するエクスポージャーの積極的な管理を通じて当グループの利益を最適化するとともに、商業戦略の策定においてエネルＸ・グローバル・リテールを支援する。
・エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：再生可能エネルギー発電設備のポートフォリオを拡大して迅速かつ効果的なエネルギー移行のためのガイダンスを提供し、我々が事業を行う全ての国々において顧客のニーズを満たすため、エネルギーミックスの脱炭素化を視野に入れて、これに付随した火力発電資産及び貯蔵資産の進化を管理する。

・エネルX・グローバル・リテール：商業戦略を策定し、エネルギー、商品及びサービスの顧客商品範囲を管理する。これには、電気モビリティ、安全、保護及び環境に関する規制の遵守の確保、顧客にとっての価値及び業務効率の最大化、並びにグローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメントによる利益最適化の支援が含まれる。

（ii）*地域及び国*（イタリア、イベリア半島及び世界の他の地域）：各地域における、公的機関及び規制当局との関係の管理並びに配電並びに電力及びガスの販売の対応、また一方、事業ラインへのスタッフ及びその他サービスサポートの提供にも責任を負う。また、それぞれの担当地域において、脱炭素化を推進し、低炭素なビジネスモデルへのエネルギー移行を指導する役割を担っている。

以下の機能がエネルの事業運営をサポートしている。

（i）*グローバル・サービス機能*：情報及び通信技術業務の管理、グループレベルのプロキュアメント並びにグローバルな顧客関係活動の管理について責任を負う。グローバル・サービス機能はまた、持続可能な開発目標の達成を可能にする措置を責任をもって採用することにも焦点を当てている。具体的には、サプライチェーンの管理並びにエネルギー移行及び気候変動への取組みを可能にする技術の開発を支援するデジタルソリューションの開発である。

（ii）*ホールディング・カンパニー・スタッフ機能*：グループレベルで統制手続の管理について責任を負う。より具体的には、事務管理、財務及び統制部門は、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電化を推進するためのシナリオ分析の集約並びに戦略計画プロセス及び財務計画プロセスの管理も担当している。

新たな組織構造によって、報告の構造並びに当グループの業績及び財務状態の分析が変更され、連結業績の表示は修正された。その結果、本連結財務報告において、事業セグメントの業績は、新たな組織的な取決めに基づき記載され、また「管理アプローチ」に関するIFRS第８号の規定が考慮される。

当グループの事業ライン及びその活動に関する追加情報については、「第一部－第２－３ 事業の内容」を参照のこと。当グループの経営成績及び業績の詳細については、「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

3【事業の内容】

エネル・グループの構造は、以下から構成される基盤により組織されている。

・国際事業ライン：

国際事業ラインは、当グループが事業を行う様々な地理的領域において、資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化並びに投下資本利益率について責任を負う。安全、保護及び環境に関する方針並びに規制を遵守し、かかる事業ラインは管理するプロセスの効率を最大化すること及び最善の国際的なプラクティスを適用し、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益に対する責任を各国と共有することも課されている。

当グループは、投資委員会（注１）の取組みにも描かれているように、様々な事業ラインのプロジェクトの集中化した産業的ビジョンから利益を上げる。各プロジェクトは、その財務リターンのみでなく当グループレベルで利用可能な最善の技術に基づき評価されている。さらに、各事業ラインは、エネルギー移行及び気候変動問題におけるエネルのリーダーシップを導くことに貢献し、その適性分野において関連するリスク及び機会を管理する。

以下は、各国際事業ラインの主な目的を簡単に要約したものである。

- エネル・グリッド・アンド・イノバビリティ：効率的で回復力のあるデジタルグリッドを通じて電力供給サービスの信頼性と質を確保し、イノベーションとサステナビリティのプロセスを促進し、調和させ、調整し、国際事業ラインと各国における事業をサポートする。
- グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー：ガスと燃料の供給及び火力発電と再生可能エネルギー発電のローカルディスパッチの最適化を通じて、当グループが事業を展開する市場における統合マージンを最大化するため、あらゆる商業的／市場的要因を考慮しながら、ヘッジ戦略とコモディティリスクへのエクスポージャーを積極的に管理することを通じて、当グループのマージンを最適化する。その一方で、商業的戦略の定義において、エネルＸ・グローバル・リテールをサポートする。
- エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：迅速かつ効果的なエネルギー移行のための指針を提供し、再生可能エネルギー発電施設のポートフォリオを拡大する。加えて、当グループが事業を展開する全ての国の顧客のニーズに応えるため、エネルギーミックスの脱炭素化を目指し、火力発電及び貯蔵資産の進化を管理する。
- エネルＸ・グローバル・リテール：商業戦略を定義し、エネルギー、製品及びサービス（電気モビリティを含む。）の顧客向け製品のレンジを管理し、安全、保護及び環境規制の遵守を確保し、顧客価値と業務効率を最大化し、また、グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメントでマージンの最適化をサポートする。

（注１）当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノバビリティ、法務、コーポレート、規制及び独占禁止法関連業務、グローバル・プロキュアメントの各責任者並びに地理的領域及び事業ラインの各責任者により構成されている。

・地域及び国：

地域及び国は、それぞれの地域において、公的機関及び規制当局との関係を管理し、また、配電や電力及びガスの販売を取り扱い、その一方で、スタッフ及びその他サービスサポートを事業ラインに提供することにも責任を負う。地域及び国はまた、それぞれ責任を有するエリアにおける脱炭素化の促進及び低炭素ビジネスモデルへのエネルギー移行の推進についても進めている。

以下の機能がエネルの事業活動を支えている。

・国際サービス機能：

国際サービス機能は、当グループレベルで情報及び通信技術活動並びにプロキュアメントの管理並びにグローバル顧客関係の活動の管理について責任を負う。

国際サービス機能はまた、とりわけエネルギー移行及び気候変動への取組みに向けた実現技術の開発を支援するためのサプライチェーンの管理及びデジタルソリューションの開発において、持続可能な開発目標の達成を可能とする施策を責任をもって採用することについても重点的に取り組む。

・ホールディング・カンパニー・スタッフ機能：

ホールディング・カンパニー・スタッフ機能は、当グループレベルでガバナンス・プロセスの管理について責任を負う。より具体的には、事務管理、財務及び統制部門はまた、気候変動への取組みにおいて重要な活動であるエネルギーミックスの脱炭素化及びエネルギー需要の電力化の促進をとりわけ目指して、シナリオ分析を集約すること並びに戦略及び財務計画プロセスを管理することについても責任を負う。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

「Fit for 55」及びリパワーEU法案の展開

2021年７月に欧州委員会が提示した「Fit for 55」法案では、2030年までに温室効果ガス排出量を55%削減し、2050年までに気候中立を達成するという、より野心的な気候目標を支持し、EUの2030年目標の引き上げを提案した。2023年、欧州機関は「Fit for 55」法案に含まれる様々な書類及びリパワーEUが導入した変更への適応に関する議論を継続した。

再生可能エネルギー及びエネルギー効率

2023年10月、再生可能エネルギー指令の改正が欧州連合官報（EU指令第2023/2413号）において公示された。加盟国は18ヶ月以内に国内法への移行を行わなければならない。この指令は、EU全体のエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を2030年までに42.5%に引き上げるものであり、45%という目標を達成するためには、さらに2.5%のトップ・アップが必要となる。全ての加盟国は、運輸、産業及び建物におけるより野心的な部門別目標の達成に貢献しなければならない。さらに、この指令は再生可能エネルギー・プロジェクトの許可手続の迅速化も規定している。加盟国は、再生可能エネルギー・プロジェクトが簡素化された迅速な許認可プロセスを受ける再生可能エネルギー加速領域を設計しなければならない。再生可能エネルギーの導入はまた、「優先的な公益」であると推定され、これは新たな施設に対する法的な反対の根拠を制限するものである。

欧州機関はまた、2024年から2030年にかけて段階的に増加する加盟国の年間省エネルギー義務における増加分を含め、2030年までのEUエネルギー効率目標を「Fit of 55」法案で当初定められた９%から11.7%に引き上げることで合意に達した。さらに2023年、欧州機関は、建物のエネルギー性能に関する欧州指令（EPBD）について合意に達した。この新たな規定には、建物内での化石燃料の使用削減、電気モビリティ用の充電インフラの開発、建物ストックの改修率及び効率性の向上並びに建物へのソーラーシステムの統合等、重要なイノベーションが含まれている。

モビリティ

2023年９月において、新たな代替燃料インフラ規制（AFIR）が、欧州連合官報（EU規則第2023/1804号）において公示され、EUでは初めて、小型車・大型車向け充電インフラの開発及び異なる加盟国の港湾に係留された船舶に電気を供給するインフラに関する義務的目標が設定された。2023年に再び、「ReFuelEU Aviation」と「FuelEU Maritime」の両規則が欧州連合官報において公示された。これらの規則は、航空輸送と海上輸送における温室効果ガス排出の削減を目標とし、船舶と航空機の排出制限をより厳しく設定し、再生可能燃料（水素及び再生可能電気又は低炭素電気を含む。）を促進する措置を想定している。2023年末、欧州議会と欧州理事会は欧州横断輸送ネットワーク（TEN-T）規則の改正案について合意に達した。この規則は、相互接続された航空輸送、道路、鉄道及び海上のネットワークインフラの開発を通じて地域的、経済的及び社会的格差を解消することを目的とし、CEFの資金調達の対象となる共通利益プロジェクト（PCIs）を定義したコネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ（CEF）と直結している。

2023年上半期において欧州連合官報に公示された新車・小型商用車の二酸化炭素基準の改正は、2030年までの排出削減目標を引き上げ、2035年から販売される全ての新車の小型自動車をゼロ・エミッション車とすることを義務付けている。この点に関しては、さらなる修正が予想され、合成燃料のみを動力源とする内燃機関による自動車は、2035年以降も市場に投入できる見込みである。

水素・脱炭素ガス市場パッケージ及び再生可能水素の定義

2018年の再生可能エネルギー指令が要求するとおり、2023年上半期に、電力から生産される水素を再生可能とみなすことを可能とする基準を定めることを目的とした委任法２本が欧州連合官報において公示され、また、全てのEU諸国において直接に適用され、これにより再生可能水素の生産に関する規則の透明性が確保されている。主な基準は、電解槽に電力を供給する再生可能発電所に係る追加性原則、電解槽と再生可能発電所との空間的及び時間的相関関係、並びに発電所の稼働に起因する温室効果ガス排出の削減量の計算に用いる方法に関するものである。

2023年12月、EU機関は、2021年12月に提案されたガス市場の脱炭素化に向けた政策パッケージに関する暫定的な政治的合意に達した。このパッケージに含まれる新たな規則と指令は、水素を含む再生可能・低炭素ガスのシステムへの浸透を促進する枠組みと、インフラ面を含めたこの分野の市場及び組織を規律する規則を定める。この暫定的な合意は、欧州連合官報における公示前の2024年に議会と理事会で承認され、正式に採択される必要がある。

デジタル技術

2023年下半期、欧州委員会は、エネルギー産業に影響を与えるデジタル部門に関するいくつかの新しい提案をまとめた。

2023年12月、EUの立法機関は、世界初のAIに関する法的枠組みである人工知能法を暫定的に承認した。これは、EU法、基本的権利及び持続可能性の原則をリスクの高いAIシステムから保護することを目的としたものである。しかしながら、このパッケージはまだ正式に採択されていない。デジタル製品を含む欠陥製品によって引き起こされる損害の賠償を求め訴訟を起こすことが可能にするために、人工知能法を補完するものとしての製造物責任指令の改正に関する政治的合意がなされた。

データ政策に関して、2023年６月、欧州委員会は、エンドユーザー及び適格関係者の計量・消費データへのアクセスに関する相互運用性要件及び無差別かつ透明な手続を定めた施行規則を採択した。さらに、2023年12月、データへの公正なアクセスとその利用に関する調和された規則を定めたEU規則が欧州連合官報において公示され、加盟国に対し2025年９月12日までにこの規則を施行するよう求めている。

最後に、サイバーセキュリティに関して、2023年10月、欧州委員会は、情報通信技術に関する欧州共通基準に基づくサイバーセキュリティ認証スキームを確立するための施行規則案を公表した。この草案は、EUの立法機関が2023年12月に政治的合意に達した、スマートメーターのようなデジタル要素を有する商品のサイバーセキュリティ要件に関する欧州規則案であるサイバーレジリエンス法案に関連している。

バッテリー

2023年７月に欧州連合官報に公示されたバッテリーに関する新しい欧州規則（EU規則第2023/1542号）は、2020年に提案されたもので、３つの目的の達成を目指す。１つ目は、共通の一連の規則を通じて公平な競争の場を確保することによる内部市場の機能の強化、２つ目は循環経済の推進、３つ目はバッテリーのライフサイクルの全段階で環境及び社会への影響を抑制することである。

国家補助

新国家補助規則

2023年６月30日より、改正された包括的一括適用免除規則（GBER）が施行された。これにより、欧州のグリーン及びデジタル移行に対する支援が円滑化、簡易化及び加速される一方で、単一市場における公平な競争の場は保持される。GBERは、一定の条件下で欧州連合の機能に関する条約（TFEU）に適合する国家補助の特定のカテゴリーを定義し、これらのカテゴリーを委員会への事前届出及びその承認の義務から除外する。エネルギー危機に備えた、届出基準のアップデートを含む、気候、環境保護及びエネルギーに関連するセクションへの大きな変更が加えられた。改正GBERは、加盟国が資金を提供する範囲を、二酸化炭素排出量削減、サステナブル・モビリティ及び充電インフラ等、様々な種類のグリーン・プロジェクトに拡大する。また、大規模なエネルギー集約型企業が軽減税率やシステム料金の支払免除といった形で補助を受けるために満たさなければならない新しい環境条件、エネルギー効率及び蓄電（バッテリーを含む。）、持続可能な水素及び再生可能エネルギー・コミュニティも導入される。また、エネルギー・インフラの定義が、第三者のアクセスが可能である限り、水素及び二酸化炭素にも拡大された。範囲は、補助を受けている地域に限定されず、地理的にも全地域に拡大された。

持続可能な成長のための経済開発のための支払能力及び投資に関するCOVID-19に関する国家補助暫定枠組み（COVID-19暫定枠組み）は、2023年12月31日に有効期間が終了した。同日は、2022年中に開始された段階的終了期間の最終日に当たる。我々は、不利な条件下でも雇用を促進することを目的とした国の施策のために補助を支出する当該暫定枠組みの下で取り組んでいる。

危機暫定枠組み（TCF）の直近の改正は、2023年３月９日に行われた。新しい枠組みは、グリーン・ディール産業計画と歩調を合わせ、ゼロ・エミッション経済への移行のために重要なセクターにおいて支援措置の促進を図る改正の性質を強調するため、危機・移行暫定枠組み（TCTF）と改称された。また、TCTFにより、補助の支払が2025年12月31日まで可能となる。ガス及び電気の価格の上昇に関連した追加コストに対応する直接補助のほか、当制度は、再生可能エネルギー及びエネルギー貯蔵の展開を加速させるスキームも提供する。具体的には、投資の支援は、入札手続により補助を受ける場合、コスト合計額の100%まで対象となる。ここには電化及び再エネ電化水素の使用による脱炭素化に対する支援も含まれる。主な新しい点は、バッテリー、ソーラーパネル、風力タービン、ヒートポンプ、エレクトロライザー及び炭素回収利用・貯留の大量生産並びに基幹部品の製造に関する投資の支援である。これらの金額は投資の行われる地域に応じて異なり、最も裕福な地域におけるコストの15%、最大で１社当たり150百万ユーロから、恵まれない地域におけるコストの35%、最大で１社当たり350百万ユーロまで幅がある。この類型の補助で最も関連ある側面は、マッチング補助と呼ばれるものである。EU加盟国は、一定の条件の下で、ある企業がEU非加盟国において受けた支援と同等の額を補助することができる。

11月20日、欧州委員会は、TCTFの一部の条項を2024年６月30日まで６ヶ月間延長した。特に、冬の暖房期間をカバーするために、エネルギー価格の高騰を補うための補助上限額を引き上げる規定（2.4項）とともに、加盟国による限られた量の補助を可能にする規定（2.1項）の段階的廃止を先送りした。TCTFのその他の条項のうち、国家保証又は補助金付き貸付の形式による流動性支援及び電力消費削減を支援することを目的とした措置は影響を受けず、2023年12月31日に有効期間が終了した。グリーン移行を加速し、燃料への依存を削減することを目的とした条項は、依然として2025年12月31日まで有効である。

さらに、2014年の関連ガイドラインに従い、困難に陥った非金融企業の救済及び再編のための国家補助の可能性を2025年12月31日まで延長した。ガイドラインの残りの部分は、さらなる変更なしに引き続き適用され、その延長は2023年12月31日以降の法的空白を回避するために必要である。

2023年６月２日、欧州委員会は、地域補助マップを変更する場合の規則を定める通達を欧州連合官報に発表した。EU諸国は、2022-2027年の期間に係る自国のマップの更新を提案することができる。

国家補助の事例

2023年、我々は、COVID-19暫定枠組み、TCF及びTCTFに関連して、欧州委員会が当グループにとって重要な国に対して認可した資金を引き続き監視した。

2023年２月７日、欧州委員会は、ETSに基づく排出の間接コストに起因する電力価格の上昇の一部をエネルギー集約型企業に補償する1.36十億ユーロのギリシャのスキームを承認した。

2023年２月17日、欧州委員会は、アルセロール・ミタル・エスパーニャ（ArcelorMittal España）がヒホン（Gijón）における鉄鋼生産（同社は同地で溶鉱炉２基を操業し、鉄鉱石、コークス及び石灰石の混合物から液体溶銑を生産している。）の部分的脱炭素化を目指すプロジェクトを支援する460百万ユーロのスペインの措置を承認した。この補助は、再生可能水素に基づいた直接還元鉄の生産のための工場の建設を支援する。

2023年３月６日、欧州委員会は、ウクライナ危機を背景とした、天然ガスと電力の取引信用リスクの再保険に関する最大３十億ユーロの予算増額を含む、イタリアの既存の保証スキームの改正を承認した。当初のスキームは2022年９月30日に承認され、保険会社が現在、取引信用保険を顧客に提供する中で直面するリスクを限定しようとするものである。SACE（イタリアの輸出信用機関）が運営する本スキームは、企業が取引信用保険を利用し続けられるよう確保し、燃料代の支払を事前又は数週間以内に行わなくとも済むようにし、したがって差し迫った流動性の必要性を低減する。

2023年３月27日、欧州委員会は、エネルギー集約型企業に課される電力消費税を低減するための396百万ユーロのスペインのスキームの再導入を承認した。

2023年４月３日、欧州委員会は、汚染懸念敷地における再生可能水素及び再生可能電力の統合生産に対する投資を支援する450百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2023年４月24日、欧州委員会はロシアの対ウクライナ戦争に関連して、ガス集約型の製造業企業を支援する450百万ユーロのスペインのスキームを承認した。

2023年４月25日、欧州委員会は、イベリア半島電力市場（MIBEL）における卸売電力価格を引き下げ、化石燃料発電所の投入コストを引き下げるために、スペイン及びポルトガルが発した国家補助措置の延長及び改正を承認した。

2023年５月11日、欧州委員会は、バッテリーの製造業者、その基幹部品及び関連する原材料の利益のために、電気自動車及び関連車両用バッテリーの生産を支援する837百万ユーロのスペインのスキームを承認した。

2023年５月17日、欧州委員会は、ウクライナ危機に関連して非国内電力使用者を支援するための最大600百万ユーロの予算増額を含む、既存のギリシャのスキームの改正を承認した。

2023年６月19日、欧州委員会は、TCTFの枠内で、2023年12月31日までの間、新規に雇用された若者及び女性のための拠出金の免除に係る資金源とするための、合計535百万ユーロのイタリアの２件のスキームを承認した。

2023年７月７日、欧州委員会は、電力貯蔵プラントの建設と運営を支援するため、全額NRRPの下で資金調達され、2026年６月まで運用される350百万ユーロのスペインのスキームを承認した。

2023年８月８日、欧州委員会は、TCTFの枠内で、サルデーニャ島で活動する企業を支援する合計100百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2023年８月９日、欧州委員会は、シチリア島で活動する企業を支援するため、「シチリア・エネルギー・ボーナス」と称する150百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2023年10月９日、欧州委員会は、TCTFの枠内で、電解槽の生産を支援するための直接補助金という形で、100百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2023年10月31日、欧州委員会は、民間の雇用主に対し不利な立場にある労働者の雇用のための社会保障拠出金の支払を免除する61.5百万ユーロのイタリアのスキームを承認した。

2023年11月10日、欧州委員会は、NRRPの下で資金調達され、2024年12月31日まで運用される営農型太陽光発電設備を支援する1.7十億ユーロのイタリアのスキームを承認した。このスキームは、2026年６月30日までに運転を開始する、総容量1.04GW、年間発電量が1,300GW以上の新しい太陽光発電所のイタリアでの建設及び運転に対する投資助成金を提供する。

2023年11月20日、欧州委員会は、既に2022年に承認されている、エネルギー集約型企業に対してEU ETSの下で間接排出コストの一部償還を行うスペインのスキームの改正を承認した。この改正案は、基本的に5.61十億ユーロの予算増額で構成されており、炭素価格が電気料金に与える影響による電気料金の増加分を部分的に補うため、全体の予算は8.51十億ユーロとなる。

2023年11月22日、欧州委員会は、再生可能エネルギー・コミュニティ、特に再生可能発電設備からの発電及び自家発電並びに既存発電設備の拡張を支援する5.7十億ユーロのイタリアのスキームを承認した。国家復興・強靭化計画が資金調達するスキームの一部は、2025年12月31日まで、一方でスキームの残りの部分は、2027年12月31日まで実施される。

2023年11月28日、欧州委員会は、TCTFの枠内で、ゼロ・エミッション経済への移行を促進するために必要な設備の生産への投資を支援する1.1十億ユーロのスペインのスキームを承認した。対象となるのは、バッテリー、ソーラーパネル、風力タービン、ヒートポンプ及びエレクトロライザー並びに主にそのような設備の生産に直接投入されるものとして設計・使用される基幹部品、又はその生産に必要な関連した重要原材料である。

2023年12月19日、欧州委員会は、電力消費への特定の賦課金を削減するという形で、エネルギー集約型企業に対する2017年のイタリアの支援スキーム（SA.38635号）の改正を承認した。これは、賦課金が原因でこれらの企業が気候政策に対して比較的意欲的でないEU域外に活動拠点を移すというリスクを軽減することを目的としたものである。

2023年12月21日、欧州委員会は、EU国家補助規則の下で、共同容量が９GW/71GWhを超える集中型電力貯蔵システムの建設及び運用を支援する17.7十億ユーロのイタリアのスキームを承認した。そのスキームは、2033年12月31日まで実施される。

NRRPに基づく当グループの優先プロジェクトの国家補助の側面に関する評価に、2023年も引き続き支援を行った。

特に、2023年７月20日、欧州委員会は、3SUNのソーラーパネル工場の拡張のための投資を支援する、復興・強靭化ファシリティを通じた直接助成金を含む89.5百万ユーロのイタリアの措置を承認した。2023年上半期、国家補助の通知前、通知中及び通知後に行ったブリュッセルの競争総局との審議は、承認を得るための基礎となった。

IPCEI（欧州共通利益重要プロジェクト）水素プロジェクトの評価と既に承認された国家補助に関する条件は継続している。

事業ライン別の規制枠組み

火力発電及び取引

イタリア

発電及び卸売市場

電力供給システムにとって必要不可欠な発電所を規制する規則

付属サービスを規制する規則において、特定の発電所は、その領域的位置、技術的特性及びグリッド内の特定の重要な問題を解決する上でのテルナ・エスピーエーとの関連性から、必要不可欠なものとして分類されている。供給能力及び市場供給要件を満たす代わりに、これらの発電所は、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（以下「ARERA」又は「当局」という。）により決定された特定の報酬を受け取る。各発電所へ付される義務及び特定の報酬は、重要な発電所を規制する規則で規定されているもののうち、具体的な規則制度を特定するための手続に基づいて、以下のように毎年決定される。

- ARERA決議第111/2006号の附属書A第65条の２（その後の改正／統合を含む。）に従った代替契約。この契約は、ARERAにより事前に定められた、数量の増加／減少に対する上限／下限価格内及び時間内に、ASM（付属サービス市場）で電力を提供する義務に対し、電力システムの管理に必要不可欠であると定められた電力に基づく固定プレミアムの支払を規定するものである。この契約を選択するか否かの決定は、必要不可欠なシステムのリストが公表される前段階において事業者に委ねられ、また、契約容量に対し以下に示す他の制度からの除外を伴う。
- 前述の決議の第64条に従った通常の制度。この制度は、DAM（スポット市場）及びIM（日中の市場）に対し、関連するユニットのより高い特定変動費用の支払と引き換えに、テルナにより要求された電力量のみを供給するという要件を定めるものである。テルナによって指定された時間と数量を超えた場合、DAM及びIMへの供給には制約がなくなる。最後に、ASM上の全ての供給は、生産設備について算出された特定変動費用で数量を提供する義務に従ってなされる必要がある。
- 前述の決議の第65条に従った費用補償制度。この制度は、発電所の全電力と年間全時間帯の供給義務を果たす見返りとして、投下資本に対するリターンを含む固定費用及び変動費用、発電収入の支払を規定するものである。この制度への参加は、事業者の申請に関するARERAの決定に従う。補償は、事業者によって提出された請求に基づいて、ARERAがアカウントでの支払及び最終残高に基づく支払の形で決済する。

ARERAは、決議第532/2022/R/eel号により、2023年の費用補償の対象となる必要不可欠な発電所の投下資本報酬率を11.9%に据え置いた。2024年について、決議第481/2023/R/eel号により、WACCは9.7%に設定された。

2023年及び2024年のエネル発電所の必要不可欠な発電所指定

決議第742/2022/R/eel号により、スルチス発電所、ポルトフェッラーイオ発電所及びアセミニ発電所は、2023年について費用補償制度の対象であると宣言された。決議第624/2023/R/eel号により、これらの発電所は、テルナがその年に必要不可欠とみなさなかったポルトフェッラーイオ発電所を除き、2024年にも費用補償制度の対象となると宣言された。

ポルト・エンペードクレ発電所は、2025年まで長期費用補償の対象であり、その一方で、さらに小さな島に所在する発電所は、それらの発電所にとって必要不可欠であると宣言された全ての年（2023年を含む。）について自動的に費用補償の対象となる。

2023年及び2024年について、残りの必要不可欠な発電容量は必要不可欠な発電所制度の代替契約に基づいて契約された（決議第111/2006号の附属書A第65条の２に基づく。）。

非ガス代替燃料を動力源とする発電所による火力発電の最大化

2022/2023サーマルイヤーのガス供給問題に対処するため、法令第14/2022号（いわゆる「ウクライナ令」）により、エコロジー移行省（MiTE。現在の環境・エネルギー安全保障省（MASE））は、テルナに対し、非ガス代替燃料を動力源とした300MW超の発電能力を有する発電所による火力発電並びにバイオ液体燃料及び（2023年４月21日付け法律により）バイオマスによる発電を最大化するよう要求することが認められた。同法令には、管轄機関が、発電量が最大化される発電所の運営に必要となり得る環境に関する権利放棄書の発行について協力し、かかる発電所のための供給規則の制定及び措置の実行に伴い生じる費用の補償をARERAに対して要請する措置が含まれている。

2022年９月１日付けのMiTE（現MASE）のガイドラインにより、MiTE（現MASE）はテルナに対し、1.8十億立方メートル相当のガスの節約を可能にし、環境に関する権利放棄書の行使を最小化するため、2022年９月19日から2023年３月31日の期間にガスに代わる発電最大化計画の策定及び実行を要請した。

テルナは、参加する発電所を指定し、９月19日に発電量最大化計画を開始した。これには、エネルのスルチス発電所、フシーナ発電所、トーレヴァルダリガ・ノード発電所及びブリンディジ発電所が含まれている。

決議第430/2022/R/eel号（その後の改正／統合を含む。）により、ARERAは、以下を策定した。

- 費用補償制度の対象となる重要な発電所と既にみなされている発電所（スルチス発電所）については、既存の供給及び発電に係る費用補償の規則が引き続き適用される。
- その他の発電所について、事業者は、テルナが発表した最大化計画に関連する入札を、エネルギー市場における最低技術価格及びASMにおける各発電所単位で認識された変動費用（RVC）で提示する必要がある。テルナは、エネルギー市場価格とRVCとのプラスの差額の一切を事業者に支払うが、RCVよりも高い場合には、テルナはASMで販売するための入札が認められた事業者に対して、先行日の市場ゾーン価格を支払う。収益が最大化期間に生じた固定費用をカバーするのにさえ不十分な場合には、事業者はARERAに対し、これらの費用補償を請求することができるが、最大化手続の開始以前についての、報酬及び発電所に投下された資本の償却は除外される。

MASEは、その2023年４月１日付けガイドラインにより、2023年９月30日まで最大化計画を継続するようテルナに要請した。テルナは、エネルの発電所を含めることを確認し、2023年５月15日から９月30日までの発電量最大化計画を策定した。

ARERAは、その決議第258/2023/R/eel号により、ブリンディジ・スッド、フシーナ及びトーレヴァルダリガ・ノルドの各発電所に適用される変動コストの認識の決定に係る基準の見直しを求めるエネル・プロデュツィオーネの申立てを認めた。収益項目の決定にあたっては、最大化計画が対象とする全期間（2022年９月19日から、現時点では2023年９月30日の計画の完了まで）について、同決議の公示後に更新されたパラメーターが使用される。

容量報酬の仕組み

2019年６月28日、経済開発大臣は、容量報酬の仕組み（容量市場）を管理する最終的な規則を承認する法令を発表した。2019年11月６日及び11月28日に、それぞれ2022年及び2023年についての２つのオークションが行われた。エネルは、いずれの年の容量も落札した。多くの事業者及びセクター別の事業者団体は、ロンバルディアの地方行政裁判所に対して、同法令及び２つのオークション結果に異議を唱えた。

２事業者がまた、EU裁判所においてイタリアのかかる仕組みを承認した欧州委員会の決定に対する異議を申し立てた。2022年９月７日付けの２件の判決において欧州一般裁判所は訴えを退け、申立人である２事業者は、EU司法裁判所に控訴しないことを決定し、したがって、訴訟は終結した。

しかしながら、ロンバルディアの地方行政裁判所においては、これらの訴訟は未だ係争中である。同裁判所は、これらの訴訟につき予備的な判決が要求された問題を特定して、EU裁判所の判決が出るまで、2021年４月に訴訟を延期していた。

2021年10月28日付けのMiTEにより、新たな容量市場規制が承認された。それは、2024年以降に行われるオークションに適用される予定である。この法令の施行後、テルナは、2024年についてのオークション手続を開始し、かかるオークションは2022年２月21日に実施された。エネルは、2024年に供給する約10.4GWの既存容量についての年間契約、及び2024年から2038年の15年間につき約1.5GWの新規容量契約を落札した。同法令に従って、2024年についてのオークションの結果は、2025年についてのオークションを開催するかどうかを判断する基準として使用される。2021年12月、２事業者が、ロンバルディアの地方行政裁判所に、2021年10月28日付けMiTE省庁間法令、テルナの2021年容量市場規則、及び2024年に関する容量オークションの実施枠組みを規定するARERA決議について、２件の異議を申し立てた。2022年５月、同社らは、テルナが公表した2024年に関する主なオークションの結果の詳細レポートについても、異議を申し立てた。

2022年３月、ARERAは、容量市場の基準価格の計算方法を変更する緊急措置について決定した、決議第83/2022/R/eel号を公表し、2022年以降の天然ガススポット市場の変動性の上昇に対処するため、ガス費用に関係する要素及び基準価格の計算に含まれる発行手数料を毎日物価にスライドさせるメカニズムを導入した。新たな手法は、基準価格を月１回物価にスライドさせることを規定する以前の方式に取って代わり、ARERAが2024年の決議第583/2023/R/eel号により確認したものである。2023年９月18日の通知により、テルナは、2023年及び2024年に有効な容量市場の機能に関する技術規定の新バージョンを公表した。これは、容量市場に関与する貯蔵設備のエネルギー利用可能性要件を検証する新たな手法を策定するものであり、これに基づき、これらのシステムが報酬を受けることになる。

2023年12月20日、テルナは、2025年からの新たなオークションを通じた契約の落札に関する新たな規則を含む容量市場規則の更新に関する協議の開始を公表した。この新たな容量市場規則（2025年から2028年の期間）は、2024年５月９日付けMASE法令により承認された。

再生可能エネルギー・コミュニティ

2021年11月末に、再生可能資源からのエネルギーの使用の促進に関する指令第2018/2001号を実施する法令第199/2021号が、官報に掲載された。この法令は、自家消費の取決め及び再生可能エネルギー・コミュニティについての規定も含んでいる。自家消費及び再生可能エネルギー・コミュニティについては、イタリアでは既に、法律第8/2020号（「ミレプロローゲ」オムニバス拡張法令である法令第162/2019号の批准）により導入された実験的規則及びその後の実施措置（ARERA決議第318/2020/R/eel号及び経済開発省の2020年９月16日付け省令）により規定されている。

2022年12月、法令第199/2021号の施行に伴い、ARERAは、エネルギー・コミュニティ及び自家消費の取決めのための新たな規制枠組みを定める、連結分散型自家消費法（TIAD）を承認した。2023年11月、欧州委員会は、これらのコミュニティや取決めのための新たなインセンティブ・メカニズムを定める、MASEが提案した法令草案を承認した。欧州委員会による承認を受け、2024年１月23日、MASEは新たな法令を公表し、2024年１月24日に全面的な施行が開始された。2020年９月16日の法令は、ESO（エネルギーサービス・オペレーター）が決定する運用規則の採択日の60日後から廃止される。この運用規則は、2024年２月23日、MASEにより承認された。

イベリア半島

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対する国家対応計画の一環として緊急措置を採択した３月29日付け法令第6/2022号並びにウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対応し、ラ・パルマ島の経済的及び社会的な脆弱性及び経済的及び社会的な回復に対処するための一定の措置を採択し延長する６月25日付け法令第11/2022号

2022年３月30日、ウクライナ戦争の影響に対する国家対応計画の一環として複数の措置を承認する３月29日付け法令第6/2022号が、スペイン政府官報に掲載された。この法律は、エネルギー部門を対象とした様々な措置を含み、その一部は６月25日付け法令第11/2022号により2022年12月31日まで、10月18日付け法令第18/2022号及び12月27日付け法令第20/2022号により2023年12月31日まで、延長された。最も重要な措置のいくつかは、以下のとおりであった。

- ９月14日付け法令第17/2021号が排出ゼロ発電所に対して定めた支払義務は、天然ガス価格の価値が卸売電力価格に組み込まれた後にこれらの発電所が得ていたと推定される利益の増加分に比例して、2022年12月31日まで延長される。2022年３月31日以前に価格を固定した先物契約でヘッジされた電力は、このメカニズムの適用を免除される。期間が１年以上で、2022年３月31日以降の固定価格が67ユーロ/MWh以下のヘッジ商品は除外される。同一事業グループ内の発電事業者と小売業者との間の双務契約の場合、ヘッジ価格は売主が最終消費者に転嫁する価格とし、この場合、除外される固定価格は、当該部門の平均マーケティング・マージンに67ユーロ/MWhを加算した値となる。
- その後、イントラマージナルな発電所からの発生報酬の削減は延長されず、このメカニズムは2023年12月31日に有効期間が終了した。例外として、再生可能資源、コジェネレーション及び廃棄物発電所の報酬パラメーターは、2021年下半期の市場価格と二酸化炭素の先物価格を考慮して、法令の発効から２ヶ月以内に省令により更新される予定である。さらに、2023年以降、これらの発電所によるエネルギーの先売りを促進するため、市場価格からの乖離に対する調整メカニズムが廃止される。しかし、５月13日付け法令第10/2022号により、市場価格からの乖離に対する調整メカニズムが復活し、想定価格に関連した先物基準が組み込まれた。
- 新規の再生可能エネルギー発電所又は建設中の発電所、75MW以下の風力発電所、及び150MW以下の太陽光発電所（接続線が15kW未満の場合）について、承認手続の合理化を進めるために策定された具体的かつ簡素化された手続。
- アクセス入札に関しては、法令の公表から２年間、容量入札が行われたノードにおいて、利用可能な予約容量の10%が自家消費用の（送電網又は配電網に接続された）再生可能エネルギー発電所に解放されることになる。
- 例外的に、2023年から2025年の間、配電会社は、再生可能資源による電力供給及び自家消費を可能にするために、ネットワークの容量を増やす具体的な行動を投資計画で定めなければならず、それは毎年制度によって支払われる報酬の対象となる投資の最低10%を占めなければならず、主に再生可能エネルギーのアクセス能力が不足している地域を対象としていなければならない。

・ 戦略的な天然ガス備蓄は20日分から27.5日分の消費量に増加され、柔軟性が増す見込みである。

卸売電力価格を引き下げるため一時的な発電費用調整制度を策定する５月13日付け法令第10/2022号

2022年５月14日、５月13日付け法令第10/2022号がスペイン政府官報に掲載された。これは、卸売電力価格を引き下げるため一時的な発電費用調整制度を策定するものである。この措置により、利益がほとんど出ない化石燃料技術の発電費用を調整する制度が確立された。卸売市場の決済価格を2023年５月31日まで調整額と同額引き下げることが狙いである。

この制度に基づく調整は、火力発電所が消費するガスの基準価格（６ヶ月間は40ユーロ/MWh、その後１ヶ月毎に５ユーロ/MWhずつ70ユーロ/MWhまで増加する。）と、スペインで設立されたガス市場（MIBGAS）のスポット価格との差額に基づく。この制度は、規制報酬枠組みの対象に含まれない複合サイクル、石炭及びコジェネレーションの発電所に適用される。調整金額は、卸売市場価格と直接関連する価格でエネルギーを購入しているという理由、又は卸売価格決定制度の有益な効果を既に考慮した契約を締結若しくは更新しているという理由で、直接恩恵を受けるイベリア半島の需要の一部に分配される。後者に関しては、蓄電池や揚水設備等の貯蔵供給設備や、補助的な発電サービスのための供給設備は、この制度の費用の支払が免除される。

この制度の発効には欧州委員会の承認を要したが、それは2022年６月８日に下された。これを受けて環境移行・人口問題省（MITECO）は、（６月15日の市場開場日に関する）この制度の適用開始日を2022年６月14日と定めた６月８日付け命令第TED/517/2022号を承認した。また、この法令には以下が含まれる。

・ 新たな小口消費者向けの任意価格（PVPC）エネルギーコスト計算式の適用を2023年初めから開始できるよう、製品バスケット（年間、四半期及び月間）に基づく価格要素と日次及び日中の市場価格要素を組み込んだ先物市場価格への参照を導入する指令が出された。したがって、MITECOは、PVPCエネルギーコスト計算式を修正し、日次及び日中の市場価格要素に加えて製品先物バスケットを組み込むための法令の草案作成に関する聞き取りを開始した。さらに、参照市場の運営者による社会福祉料金の資金調達コストが、PVPCに組み込まれる。法令の草案は、PVPCの適用範囲も修正し、契約容量が10kWを超えない居住顧客及び零細企業に適用される見込みである。最後に、半島外地域の規則にも変更がなされた。
・ 再生可能、コジェネレーション及び廃棄物の施設の導入に関する制度は、市場価格からの乖離に対する調整メカニズムを再導入し、価格予測に価格バスケットを取り入れるよう修正され、日々の市場と先物基準（年間、四半期及び月間）の両方が、異なるウェイトで含まれることになる。

エネルギー分野の緊急措置として、コジェネレーションの発電所の報酬システムの適用並びにEU圏内における特定燃料の移送、輸入及び獲得に適用される付加価値税（VAT）の料率の一時的な引き下げを採択した９月20日付け法令第17/2022号

2022年９月21日、９月20日付け法令第17/2022号が公布され、エネルギー分野における複数の緊急措置が盛り込まれ、一部はその後、12月27日付け法令第20/2022号により拡長された。採択された措置は、以下のとおりであった。

・ ５月13日付け法令第10/2022号が定める発電費用に対する調整メカニズムを支持し、コジェネレーションの発電所が規制報酬枠組みを一時的に放棄するオプション。
・ システム運営者により管理される入札を通じた、新たな積極的需要対応サービスの創設。
・ ネットワーク送電容量の決定における柔軟性の向上、及び再生可能エネルギー事業に関する合理的かつ簡潔な手続。
・ 2023年12月31日までの、天然ガス、ペレット、練炭、薪の供給に対するVATの料率の21%から５%への引き下げ。
・ 2022事業年度における収益及び費用の一時的な不均衡及び一過性の乖離をカバーするための、2021年の剰余金の全額充当。

エネルギー消費者の保護を強化し、「エネルギー安全保障高度化プラン（+SE）」の適用に伴う天然ガスの消費削減に貢献するための措置に加え、公共部門従事者の報酬に関する措置及び干ばつの影響を受けた季節農業従事者を保護するための措置を承認した10月18日付け法令第18/2022号

2022年10月19日、法令第18/2022号が公布され、「エネルギー安全保障高度化プラン（+SE）」に含まれる措置のいくつかを実施している。最も重要な特徴は以下のとおりである。

・ ９月14日付け法令第17/2021号により導入された、国際市場における天然ガス価格の高騰により生じた電力市場の過剰報酬を削減するためのメカニズムを2023年12月31日まで延長すること。

- 半島外地域における燃料の供給のためのオークションを規制する命令が承認されるまで、送電の効率向上と過剰な費用の削減を図るため、月次計算に基づく新たな動的送電価格システムが、半島外地域に適用される予定であること。

大規模資産に対する一時的な連帯税を創設し、一定の税制を改正することにより、信用機関及び金融信用機関に対する一時的なエネルギー賦課金及び税を定める12月27日付け法令第38/2022号

2022年８月30日、社会党議員グループ及び与党は、エネルギー部門及び銀行部門に一時的な賦課金を課す法案を提出した。同法は、スペイン議会により承認された後、2022年12月28日にスペインの官報において公示された。

この法律に基づくエネルギー賦課金の主な特徴は、以下のとおりである。

- 2023年及び2024年において、前暦年度にスペイン国内で行われた活動から生じた純売上高に対し、1.2%の一時的な賦課金が課され、その支払義務は、当該暦年の初日から発生する。
- 純売上高には、仕入税として支払われるか又は発生した、炭化水素税、カナリア諸島の石油由来燃料に対する特別税、セウタ及びメリリャにおける燃料及び石油製品に係る追加徴収金に関連する収益を含まない。また、規制価格（電力に対するPVPC並びにガス、ボトルLPG及びパイプLPGに対するラストリゾート料金（TUR））による供給といった規制活動に関連する売上高、電力及び天然ガスの送配電網の規制収益、そして本土以外における規制報酬及び追加報酬を伴う発電の場合には、市場及び配電サービスから受領した一切の収益をも含む全ての発電所収益も除外される。
- エネルギー部門における主要事業者とみなされる個人又は企業で、2019年の年間の純売上高が1,000百万ユーロを超えるか又は2017年、2018年及び2019年における適格活動による純売上高が当該年の純売上高総額の50%を超える場合に、賦課金が適用されることとなる。また、主要事業者には、スペインにおいて原油、天然ガスの生産、石炭採掘、石油精製に関連する活動を行い、さらに賦課金の支払義務が生じる前年において売上高の最低75%を採掘、石油精製又はコークスの製造に関する経済活動から生み出した、一切の企業又は個人が含まれることも定めている。
- 連結ベースで課税される税グループに属する会社の純売上高は、グループ全体に基づいて算出される。
- かかる税は、法律上、公共性を有する租税ではない賦課金として分類され、法人所得税に関する控除や、顧客又は第三者への転嫁はできない。

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響への対応措置並びにラ・パルマ島の再興及びその他の脆弱性に対する支援措置に関する12月27日付け法令第20/2022号

2022年12月28日、12月27日付け法令第20/2022号が公布され、同法令は、以下の最も重要な特徴を有する。

- ５月13日付け法令第10/2022号により導入された適用除外範囲には、2013年以前に承認された50MWから100MWの発電容量を有する廃棄物由来エネルギー発電所が含まれており、これによりかかる発電所に対し、コジェネレーションの発電所が現在許可されている特定の規制報酬枠組みへの組入れの一時的な免除が認められている。
- 再生可能エネルギー部門における投機的操作を防止し、管理プロセスへの負担を回避するため、容量入札のために留保されたノードに関して申請されたいくつかの手続は、18ヶ月間停止する。
- 再生可能エネルギー発電所に対するプロセス承認手続の簡素化及び迅速化が向上した。
- 自家消費用の分野において、自家消費に用いられる太陽光発電システムがグリッドに近接しているとみなされる距離が、1,000メートルから2,000メートルに延長され、これらは、屋上に加えて、工業用地や発電を主たる目的としない構造物の上にも設置される可能性がある。
- 送電に関し、2023年３月31日までに政府は、エネルギー転換を促進し、産業バリューチェーンの発展を可能にさせる重点施策を盛り込むために、送電網の整備計画の修正に着手する予定である。例外的に、かかる施策は再生、変革及び回復計画により一部資金提供されることがあり、送電会社の投資制限の対象とはならない。
- 天然ガス価格の上昇を相殺するため、ガス多消費型企業は、支援を受けられるようになる。
- 最後に、天然ガスの供給契約をより柔軟にするために制定された数々の措置は、2023年12月31日まで延長された。

５月13日付け法令第10/2022号に定められた卸売電力価格を引き下げるための発電費用調整制度を延長する３月28日付け法令第3/2023号

2023年３月29日、とりわけ５月13日付け法令第10/2022号により制定されたいわゆる「イベリア特例」メカニズムを2023年12月31日までの７ヶ月間延長する３月28日付け法令第3/2023号がスペイン政府官報に掲載された。同法は2023年末までの間、天然ガス価格変動メカニズムを機能させる目的で、天然ガスの基準価格を変更し、2023年１月の45ユーロ/MWhから2023年12月の65ユーロ/MWhの間で改定する。

このメカニズムは、延長されず2023年12月31日に有効期間が終了した。

ウクライナ戦争の経済的及び社会的影響に対応し、ラ・パルマ島の復興並びにその他の脆弱性のある状況を支援するための一定の措置を採択・延長する６月28日付け法令第5/2023号

2023年６月29日、６月28日付け法令第5/2023号がスペイン政府官報に掲載された。この法律は、とりわけウクライナにおける戦争がスペインに及ぼす経済的及び社会的影響に対応する措置の新たなパッケージを含み、また、過去に採択された措置も延長されている。エネルギー関連の主要な点は、以下のとおりである。

- **2018年１月１日以降にアクセス許可を得て、建設の行政認可を取得中の再生可能プロジェクトの期限は、６ヶ月間延長された。いずれの場合であっても、施設の稼働に関する作業開始から５年間の期間は維持されている。**
- **再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物発電に係る発電所の事業報酬の計算に用いる電力及び燃料の参照価格については、最新の市場水準により即した値を用いるよう修正された。６月30日付け命令第TED/741/2023号により、とりわけ６月28日付け法令第5/2023号の規定を組み込んだ2023年から2025年の期間の間に報酬パラメーターが更新される。**
- **欧州の法律に従い、セクターの新たな当事者として、一般人で構成されるエネルギー・コミュニティが導入される。かかるコミュニティは、権利として特に、配電ネットワークを所有することができ、また、共同自家消費にたずさわる消費者の代表として行為することができる。**
- **３MW超の発電能力を有する全ての充電ステーションは、環境移行・人口問題省の認可を得て公益事業と宣言される。それに伴い、出力３MW未満の発電所は、行政認可を取得する義務を免除される。**

ウクライナ及び中東における戦争の経済的及び社会的影響に対応し、干ばつの影響を緩和するための一定の措置を採択する12月27日付け法令第8/2023号

2023年12月28日、12月27日付け法令第8/2023号がスペイン政府官報に掲載された。同法は、ウクライナ戦争に対応して実行されたエネルギー保護措置を延長し、再生可能エネルギーを促進し、干ばつの影響を軽減するための措置を含んでいる。エネルギーに関する主な内容は以下のとおりである。

- **VAT：電力に対するVATは、2024年中に５%から10%に引き上げられる（前月の１日の平均市場価格が45ユーロ/MWhを超える場合）。天然ガスについては、VATは2024年３月31日までに５%から10%に引き上げられる。**
- **生産税額（７%）：3.5%は2024年第１四半期に、5.25%は2024年第２四半期に、その後７%が適用される。この電力システムは、これらの料金に関する収支の均衡を保つために必要な限界額の範囲内で収入の減少を補償する。**
- **電力に対する消費税：これは2020年第１四半期に0.5%から2.5%まで、2020年第２四半期までに3.8%に引き上げられ、その後５%に引き上げられる。**
- **エネルギー税（1.2%）：これは、2024年まで延長されたが、2024年の国家予算において、エコロジー移行に必要不可欠な戦略的投資（エネルギー貯蔵、バイオガス、バイオメタン又はグリーン水素のような新たな再生可能燃料）へのインセンティブを設けることを妨げるものではない。**
- **再生可能エネルギー、自家消費及び貯蔵：新たな再生可能エネルギー・プロジェクトの開発期限は、任意で８年に延長される。再生可能エネルギーオークションに欧州産業の社会的及び環境的付加価値を認める定性的基準を組み込むことが可能である。**
- **自家消費：自家消費発電所による余剰の解消を確実にするため、送電網の全ノードの容量の10%をアクセス入札用に確保した。**
- **ネットワーク能力：大量消費のためのネットワークアクセス許可の買い占めを避けるため、以下の二つの措置が導入された。**
  - **発電モードで必要とされる40ユーロ/kWに加え、40ユーロ/kWに相当する36kVグリッド以上及び需要モードでの貯蔵のための20ユーロ/kWに接続する大量消費プロジェクトの保証。**

- この保証は、既に付与されている許可にも適用され、管轄機関に保証書を提出するのに６ヶ月、グリッド・オペレーターに認定証を送付するのに６ヶ月の期間が設けられている。
- 接続ポイントが36kVグリッド以上であり、これらの許可を得た５年以内において、Ｐ１期間内に、この許可で付与されたアクセス容量の50%以上に相当する契約容量でアクセス契約が締結されない場合における、アクセス許可及び接続許可の自動失効。

・ 需要入札：需要アクセス容量に対する新規申請の総量が非常に多く、これら全てに応えることが不可能である送電網ノードについて、環境移行・人口問題省は、需要入札を開催することができる。
・ 水力発電貯水：貯水は、水の用途の中で、公共利用人口への供給、農業利用の供給に次いで第３位の優先順位であり、発電やその他の工業利用より優先される。揚水事業権は、水力エネルギー貯水施設とみなされて適用され、それらのリパワリングが推奨される。

再生可能エネルギーオークション

再生可能エネルギーの経済体制の下で行われた１回目のオークションの規則を定め、2020年から2025年にかけての予定表を設定した12月４日付け命令第TED/1161/2020号の規定に基づき、2022年７月28日に、2022年７月18日付け決議が公表され、再生可能エネルギーの経済体制の下で行われる３回目のオークションが発表された。2022年10月25日に行われたオークションでは、合計380MWが割り当てられた。同様に、2022年８月５日に公表された2022年８月２日付け決議は、４回目のオークションを発表し、2022年11月22日に行われたオークションでは、3,300MWが落札のために割り当てられた。

さらに、2022年には、様々な省令が承認され、構造物に対する報酬パラメーターの一部を更新し、2023年から始まる６ヶ月の規制期間のパラメーターを更新するための取組みが開始された。

送電網の一部ノードのアクセス容量の入札

2022年６月10日、環境移行・人口問題省は、送配電グリッドへのアクセス及び接続（総容量5,844MW）に関する12月29日付け法令第1183/2020号の規定に従い、送電網の一部ノードのアクセス容量の入札のための命令案の作成を開始した。

さらに、2022年８月９日には、送電網の一部ノードのアクセス容量の追加の入札を実施する決定が盛り込まれた、2022年８月３日付けエネルギー省長官決議が公表された。

半島外地域に対する燃料令

2022年12月30日、半島外地域における燃料供給のオークションを規制する必要性及びその他の技術的問題についての2021年11月16日付けスペイン最高裁判所判決1337/2021を履行する、命令第TED/1315/2022号が公表された。

同命令は、２年毎に開催され、発電所に使用される製品（又はバレアレス諸島からのガスの場合は原料）を対象とした燃料オークションの実施手順について定めている。かかるオークションは、オークションが開催されるか、又はオークションが行われない若しくは取りやめになるまで適用される、基準価格を10%（天然ガスの場合は３%）引き上げた値である開始価格に基づくリバース・オークションとなる。2022年１月27日以降、天然ガスの基準価格は、イベリアガス市場（MIBGAS）における価格となり、一方その他の燃料については、多くのの国際指標に基づいて決定され、適用ある場合はプレミアムが付加される。同命令はまた、製品を発電所へ配送する際の輸送費用も認めており、これは３年毎に修正され得る。

加えて、同命令は、カナリア諸島及びメリリャにおいては天然ガスを、カナリア諸島においてはLPGを、その他の低汚染燃料とともに使用することについても規定している。

命令第TED/1315/2022号の公示後、2023年２月３日、2023年１月24日付けエネルギー政策及び鉱山総局決議が公示された。この決議は、2021年下半期において、石炭、燃料油及びディーゼルに適用される製品価格と特別税を規定したものであり、非大陸地域に位置する発電設備の当該期間の決済に対し適用される。その結果、燃料価格は７月31日付け法令第738/2015号の第３暫定規定で言及された基準を適用して決定された。これは、前述の総局が11月16日付けスペイン最高裁判所判決1337/2021が法律に反すると宣言され、燃料価格の決定に適用されないとされた事実を認識しているためである。

半島外地域における新規投資及び既存設備の耐久年数の延長に関する入札手続の決議案

７月31日付け法令第738/2015号の施行に伴い、１月において、環境移行・人口問題省は、追加報酬制度の支払を目的とした有利な適格性決定付与のための競争手続を求めるエネルギー担当国務長官の決議案に関する聞き取りを開始した。この手続の目的は、とりわけ、システム運営者により実行されたカバレージ解析より明らかになった追加電力需要を賄うことを可能とするオークションに対して適合性決議を下すことである。2023年11月６日、この決議案の新バージョンが再び一般に公開された。これは、システム運営者により提供された最新の情報を用いて電力要件を更新し、提出された申請を評価するための新たな基準や尺度等のその他の要素を導入するものである。

半島外地域における規制改正

小口エネルギー消費者向けの任意価格（PVPC）決定のための計算方法を修正する６月13日付け法令第446/2023号は、以下を含む半島外地域における発電の一定の規制的側面を修正した。

- **2023年１月１日から燃料費の調整係数を廃止。**
- **2023年７月１日から発電所の実際の排出量を考慮し、二酸化炭素（CO2）排出枠の算定に相関係数を導入。**
- **供給の安定を保証するために取られた特別措置の財政的影響の観点から、同措置が承認された年度において規制された電力部門事業の決済が完了してから、当該年度における最終決済が承認されるまでのタイムラグによる財政的費用に対し、１年物の欧州銀行間取引金利に50ベーシスポイントを加算した金利に基づき、補償金を付与する。**

半島外地域における発電設備の最終発電コストの承認

2023年７月、2018年及び2019年における半島外地域における決定的な発電コストを承認する決議が公表された。一方、９月に、2020年の同等の決議案を起草する作業が開始された。

世界の他の地域

ラテンアメリカ

チリ

料金改定－一時的な電力価格安定化措置の導入

2019年11月２日、エネルギー省の法律第21.185号が公布され、料金規制の対象となる顧客のために一時的な電力価格安定化措置が導入された。その結果、2019年下半期に規制顧客に適用される価格は、2019年上半期に適用された価格（法令第20T/2018号）に引き下げられ、「規制顧客向け安定価格」（PEC）と定義された。

2021年１月１日からこの措置が終了するまでの間、適用される価格は、電力法第158条に基づき６ヶ月毎に設定される価格となり、消費者物価インフレを調整した上記のPECのレベルを超えてはならない。

安定化措置の適用により請求された額と、様々な配電会社と合意した契約条件に従って適用されたであろう価格を考慮して請求されうる理論上の額との差額は、2023年まで1,350百万米ドルを上限として発電会社に発行される請求書に対する債権として会計処理される予定である。これらの差額は米ドルで認識され、2025年末まで利息は発生しない。発電会社に有利な不均衡は、2027年12月31日までに回収されなければならない。基金の上限は、2022年１月に達している。

2022年８月２日、エネルギー省は法律第21.472号を公布し、料金規制の対象となる顧客のための料金安定化基金及び一時的な電力価格安定化に関する新たな措置を制定した。同法は、電力サービス一般法に準拠する公共配電サービスの事業権保有者によって供給される価格規制の対象となる顧客のために、法律第21.185号の規定を補完して、エネルギー価格を安定させる暫定顧客保護メカニズム（TCPM）を制定するものである。TCPMの目的は、配電会社がエネルギー要素及び電力要素に対して最終顧客に請求する額と、電力供給に対しての発電会社への支払に相当する額の間で生じる差額を支払うことである。TCPMの運用に充てられる財源は、1,800百万米ドルを超えることはできず、その利用可能期間は、法の適用に由来する残高が無くなるまで延長される。2023年以降、国家エネルギー委員会は、最長で2032年12月31日まで６ヶ月毎に残余最終勘定の支払総額を予測しなければならない。

エネル・グリーン・パワー

イタリア

2019年７月４日付け省令は、太陽光発電システムを含む設備容量及び技術グループに応じて、オークション及び登記に基づく競争手続を規定した。特に、予定される手続は以下のとおりである。

- **容量が１MW超の発電所に対するオークション。**
- **容量が１MW未満の発電所の登記。**

これまでの法令と異なり、2019年７月４日付け省令は、落札者がゾーン価格とオークション価格との間のプラスの差異を返還するという差異についての双方向契約を通じて再生可能資源を支援するための新しい方法を規定している。再生可能エネルギー容量の入札に成功した者は、発電所の全耐用年数（技術から言えば20年、25年又は30年）に対するインセンティブ・メカニズムの恩恵を受ける。

2021年11月30日、再生可能資源からのエネルギーの利用促進に関するEU指令第2018/2001号を国内法化した2021年11月８日付け法令第199号（REDⅡ法令）が官報に掲載された。

この法令は、2019年７月４日付け省令に言及されたオークション手続において割り当てられなかった容量は、次の５年間の新たなオークションの予定が公表されるまで、2022年のその後の手続においてオークションにかけられると定めている。新たな計画が決定されるまでの間、2023年及び2024年に追加オークションが行われた。

さらに、容量が１MWを超える発電所についても同様のオークション制度が認められ、容量が10MWを超える発電所については、たとえ認可プロセスを完了していなくてもこの制度を利用できる例外が定められた。

一方、容量１MW未満の発電所は、特別な入札を通じて補助金を利用することができる革新的技術を持つ発電所を除いて、インセンティブを直接利用することができるようになる。

インセンティブ・メカニズムは、具体的な施行令とともに環境・エネルギー安全保障省（MASE）により更新されている。

クローバック・メカニズム

2022年３月28日付け法令第25号により承認された2022年１月27日付け法令第４号（第３次支援法令）は、2022年２月から2022年12月までの期間に、再生可能エネルギーを動力源とし、エネルギーアカウントを通じてインセンティブを受領する発電所、及び再生可能エネルギーを動力源とし、インセンティブを受領しておらず、かつ、2010年１月までに運転を開始した全ての発電所について、双方向の補償制度を導入した。発電事業者は、市場価格、又は先物約定価格と、当該法令において各市場ゾーンにつき特定された参照価格との差分を補償しなければならない（平均60ユーロ/MWh）。2022年９月21日付け法令第142号により承認された2022年８月９日付け法令第115号（第２次支援法令）は、クローバック・メカニズムの適用期間を2023年６月まで延長し、第３次支援法令に対するいくつかの改定を加え、垂直的に統合されたグループに対し、グループ会社（発電事業者以外を含む。）がグループ外のその他の自然人又は法人と締結した契約のみが適格であることを明記した。このメカニズムの実施手続については、ARERAにより決議第266/2022/R/eel号（2022年２月１日から2022年12月31日までの期間）及び決議第143/2023/R/eel号（2023年１月１日から2023年６月30日までの期間）により定められた。

最終的に、EU規則第1854/2022号に代わる2023年予算法（2022年12月29日付け法律第197号）は、補償制度を2022年１月27日付け法令第４号の対象とならない発電所に拡大し、180ユーロ/MWhの上限を設定した。

ARERA決議第266/2022/R/eel号は、エネルギー・サービス・オペレーター（ESO）が関係発電事業者に支払うべき金額の返済を要求した他の技術基準とともに、ロンバルディアの地方行政裁判所（TAR）での異議申立ての対象であった。TARは、複数の事業者により提起された異議申立てを認め、この決議とそれに伴う措置を無効とした。ARERAは、2023年３月21日に開かれた国務院に、無効判決に対する予防的異議申立てを行った。2023年３月22日、予防命令第1124/2023号、第1126/2023号及び第1127/2023号をもって、国務院は、ARERAから提出された予防的要請を認め、2023年12月に審議のための公聴会を設定し、その後、2024年10月29日に延期された。

それと同時に、別の事業者は、ARERA決議第266/2022/R/eel号並びに第２決議第143/2023/R/eel号に異議を申し立てた。この判決の一部として、ロンバルディアのTARは、EU規制枠組みに関する第３次支援法令で想定されたメカニズムの遵守の評価を欧州連合司法裁判所に付託し、裁判所の決定までの間その手続を停止した。

イベリア半島

再生可能エネルギー

欧州の他の地域と同様に、スペインも2023年上半期に欧州委員会による電力市場設計に関する協議に参加しており、次の３月までにブリュッセルの提案が採択されることになる。

新たな再生可能エネルギー発電容量の展開に関して2023年にスペインが直面する最も重要な問題の一つは、グリッドへのアクセスと接続許可を維持するために法令第23/2020号で定められた経過目標を遵守することである。環境影響評価書の認証期限及び事前行政許可の認証期限は2023年上半期に満了した。全国で、風力及び太陽光プロジェクトからの50GWを超える電力が、これら２つの経過目標を無事達成した。

エネル・グリーン・パワー・エンデサの場合、パイプラインにある電力の大部分（４GW超）もこれらの要件を達成した。

2022年と同様に、これらの目標の達成は、中央政府、自治体、そして言うまでもなく再生可能エネルギー発電の推進者の業務のかなりの部分を占めている。

2022年末、スペイン政府は、競争入札による風力発電所のリパワリングと廃止された風力タービン部品のリサイクル施設の開発のための助成金の交付に関する決議を発表した。

エネル・グリーン・パワー・エンデサは、風力発電所のリパワリングと、パートナーと共同での風力タービンブレードのリサイクルの両方のための助成金の申請書を提出した。2023年11月、復興・変革・耐性化計画の資金を用いた風力発電プロジェクトのリパワリングへの助成金の最終的な配分が公表された。エネル・グリーン・パワーは、17.6百万ユーロを獲得し、合計100.3MWの６つのプロジェクトのリパワリングに貢献した。

2022年末、スペイン政府はハイブリッド貯蔵プロジェクトの入札募集を発表した。落札した場合、応募者はプロジェクトへの投資と開発の資金として助成金を受け取る。エネル・グリーン・パワー・エンデサは、さまざまなプロジェクトを提出しており、2023年12月、9.2百万ユーロの助成金を獲得した。

2023年12月28日、法令第8/2023号が公布された。同法は、再生可能エネルギー発電所に関連したさまざまな措置を含んでいる。また、同法は、67ユーロ/MWhの超過による、法令第17/2021号により規制された発電報酬の減額を延長しない。したがって、同措置は、2023年12月31日に有効期間が終了した。法令第10/2022号により制定された「イベリア特例」の適用期間もまた、延長されなかったため、2023年12月31日に有効期間が終了した。

2017年12月31日以降かつこの法令以前のアクセスと接続許可を有する発電プロジェクトについては、建設の行政認可の認定期限が2024年１月25日から2024年７月25日に変更された。さらに、これらのプロジェクトについては、施設の稼働の半年後から最長８年間（2028年７月25日まで）、３ヶ月以内に最終的な利用許可を獲得するために期間の延長を要請することができる。これにより、2024年から2028年の間に実施されるプロジェクトのより良い組織化が可能となる。

さらに、この法令は、ウクライナ戦争によるエネルギー危機が始まる前に実施されていたエネルギー税を段階的に回復するための措置を規定している。

世界の他の地域

北米

米国

太陽光発電のサプライチェーンにおける強制労働

2021年６月、米国税関当局は、労働力搾取の疑いがあるとして、企業、ホシャイン・シリコン・インダストリー（以下「ホシャイン」という。）とその子会社に関する報告書に応じる形で、これらの企業が製造するシリコンベースの製品について「違反商品保留命令」（WRO）を下した。WROは、ホシャイン製のポリシリコン製品の米国への輸入を制限する。

米国の太陽光発電産業への影響は、米国税関による太陽電池モジュールの出荷停止であり、その結果、エネルを含むエンドユーザーへの太陽光発電設備の納入が遅れた。

全ての太陽光発電設備の製造業者は、米国税関の要件を満たすために自社のサプライチェーンに関する明確な文書を作成する必要があった。この文書では、輸入された太陽光発電製品に含まれる金属グレードシリコンの具体的な起源を証明し、採鉱又は製造工程のどの部分にもホシャイン製品が存在しないことを証明する必要があった。

エネルの倫理規定及び会社手続は、グループの供給業者又は下請業者による労働者の搾取を許さない。それでもなお、エネルはサプライチェーンを見直し、税関職員によるWROの実施を監視する等、その管理を強化している。

これとは別の動きであるが、関連性のある展開として、2021年12月に、バイデン大統領は、「ウイグル強制労働防止法（UFLPA）」に署名した。UFLPAは、米国の税関当局に対し、新疆ウイグル自治区で「全部又は一部を採掘、生産又は製造された」物品は強制労働により生成されたものであり、したがって、米国への輸入が禁止されるという推定を適用するよう義務付けている。

この推定の対象となる物品は、輸入者が以下を証明しない限り、輸入することができない。

・　政府のガイドライン及び規制を十分に遵守していること。
・　米国税関からの全ての照会に十分かつ実質的に対応したこと。
・　物品が強制労働によって生産されたものではないことを「明確でかつ説得力のある証拠をもって」判断したこと。

ポリシリコンは、WROの適用が注目されている３つの産業のうちの１つであり、新疆ウイグル自治区で採掘された原材料が含まれている可能性のある太陽光発電設設備にまでその注目は及んでいる。

この法律の施行は、2022年２月から進められている行政規制の手続に沿って行われ、2022年６月までに完了された。

反証可能な推定を重要な要素とするUFLPAは、2022年６月21日に施行された。今後、新疆ウイグル自治区で全部若しくは一部を採掘、生産若しくは製造された物品の輸入、又は新たなUFLPA事業者リストに掲載された事業者からの輸入は、強制労働により生成されたものとみなされ、米国内への持ち込みを禁止される。物品の受渡しを米国税関に差し止められないようにするには、輸入者は、輸入物品（又はその構成部分）が新疆ウイグル自治区で抽出、生産若しくは製造されたか否か、及び／又は輸入物品をUFLPA事業者リストに掲載された供給業者から購入したか否かを証明しなければならない。

輸入者がUFLPAを遵守すれば、ホシャインが製造する金属グレードシリコンを含む一切の太陽光設備の輸入を差し止める現行の違反商品保留命令（WRO）をも確実に遵守していることになる。

米国税関による差止めは公開されないため、UFLPAの適用について監視することは困難である。

中国から調達したポリシリコンを使用した太陽電池モジュール製品の輸入業者は、完全なトレーサビリティ管理書類を提供することが難しいために依然として差し止められている。2023年12月、米国税関は、新疆から調達されたものではない中国のポリシリコンを使用した製品を差し止めから解放した模様である。

別途、ROTHキャピトルは、中国のクオーツ及びMGSを原材料にした「と見られる」中国のポリシリコン（オルドス及びアジア・シリコン）を原材料とする製品に関して、アストロエナジー社もまた米国税関の通関許可を得た、という内容の記事を公開した。

輸入太陽光設備に対する米国関税

2022年２月、バイデン政権は、輸入太陽光パネルに適用される関税を延長する決定を公表した。この決定により、関税の徴収がさらに４年間延長される一方、年間税率はごくわずかに引き下げられる（輸入太陽光パネルに対する関税は毎年0.25%ずつ引き下げられる。）。バイデン政権の決定により、エネルが米国における実用規模のプロジェクトに使用している太陽光パネルの主要タイプである両面受光型の太陽光モジュールに対する関税免除が正式に認められることは、注目に値する。バイデン政権は現在、この関税の中間見直しを行っている。最終的な報告書が2024年中に大統領に送付されることになっており、大統領はその後、当該関税を変更するか又は現行の是正措置を継続する可能性がある。

同じく2022年２月、カリフォルニア州に本社を有する太陽光発電メーカー、オーキシン・ソーラー社は、米国商務省（DOC）に対し、ベトナム、マレーシア、タイ及びカンボジアの結晶シリコン太陽電池（CSPV）のセル及びモジュールが反ダンピング関税と相殺関税（AD/CVD）を「回避」しているかどうかの調査を開始するよう求める回避調査の申立てを行った。DOCはその後調査を開始し、2023年８月に「オーキシン」回避調査を正式に終了し、中国の太陽光セル及びモジュールに適用されるAD/CVDは、カンボジア、マレーシア、タイ及びベトナム由来のセル及びモジュールにも拡張適用される、と結論した。

バイデン大統領は、2022年６月６日に緊急事態を宣言し、発表日から24ヶ月間、ベトナム、マレーシア、タイ、及びカンボジアから輸出されるCSPVセル及びモジュールに対するAD/CVD関税と、とりわけ関税のデポジットの徴収を免除する権限をDOCに与えた。DOCはこの新しい権限を活用し、24ヶ月間の緊急事態宣言を実施するための規則を発表した。緊急事態宣言により、オーキシン関連の関税から影響を受ける輸入品は2024年６月まで保護される。

また、米国商務省（DOC）は、カンボジア、マレーシア、タイ及びベトナムからの太陽光セル及びモジュールの輸入は、AD/CVD課税命令を回避していない旨の証明書が添付されている場合は、決済停止又は現金デポジットの要件の対象とならないことも明らかにした。

輸入中国製品に対する米国関税

2018年、米国通商代表部（USTR）は、第301条に係る調査を実施し、技術移転、知的財産及びイノベーションに関連する中国の行為、政策及び慣行が非合理的かつ差別的であると認定した。

その結果、５つのリスト（リスト１、２、３、4A及び4B）が公表され、それぞれに異なる関税の対象となる異なる中国製品が特定されている。エネルにとって最も関心が高いリストは、風力及び太陽光プロジェクトに使用されている中国製部品及びバッテリーが含まれるリストである。

2022年９月、USTRは、第301条に係る関税が経済及び米国の消費者に与える影響を理解し、他に取り得る手段を特定することを目的として、当該関税の有効性に関するパブリックコメントを求めていることを公表した。

クリーン・エネルギー業界は、バイデン政権に対し、バッテリーの関税（7.5%）及びバッテリーセルの関税（25%）を据え置くか、又はバッテリーセルの関税を7.5%に引き下げ、関税逆転問題を解消するよう要望した。

米国におけるクリーン・エネルギーのための連邦ローン及び優遇措置

2021年11月、バイデン大統領は１兆米ドルのインフラ投資・雇用法（IIJA）（超党派インフラ法としても知られる。）に署名し、道路、橋、水路、ブロードバンドに新たに支出するための資金を確保した。この新しい法律には、国の電力網の拡大を後押しし、既存及び新規のクリーン・エネルギー技術を支援する規定も含まれている。同法には、既存の原子力発電所及び水力発電所を支援し、放置された鉱泉や採鉱地を浄化し、クリーン・エネルギー生産に必要な重要鉱物の入手を容易にする規定も含まれている。エネルにとって潜在的な関心があるものとして、以下のプログラムが公表された。

- クリーン水素：エネルギー省（DOE）は、米国内に６から10の「クリーン水素ハブ」を開発するため７十億米ドルを受け取っている。それぞれのハブは、クリーン水素の発電事業者、潜在的な消費者、及び近接する接続インフラのネットワークで構成される構想である。DOEは、申請書（2023年４月までに記入及び送付する必要があった。）を受理し、2023年10月、７つの地域プログラムを選定した。提案書を最終決定するための交渉が進行中である。

- 全米電気自動車インフラ・フォーミュラ・プログラム（NEVI）は、５年間にわたって５十億米ドルの資金を全50州に配分した。この計画は、バッテリー駆動の自動車の開発を促進し、ドライバーが常に自動車を充電できる場所を確保することを目的としている。かかる資金は、EV充電ステーション及び関連するインフラ（太陽光及び貯蔵システムを含む。）の費用だけでなく、５年間の運営費用及びメンテンナンス費用もカバーしている。
- 電気自動車充電インフラ：米国エネルギー省（DOE）及び米国運輸省（DOT）は、連邦高速道路局を通じて、州間高速道路沿いに５十億米ドル相当の公共の電気自動車充電設備のネットワークを構築する計画を公表した。この資金は５年間にわたって全50州に配分される予定である。この計画は、バッテリー駆動の自動車の開発を促進し、ドライバーが常に自動車を充電できる場所を確保することを目的としている。これとは別に、DOTは、連邦交通局を通じて、「低エミッション又は非エミッション・ビークル・プログラム」のために、州及び地方交通機関への助成金として5.3十億米ドルを分配する計画を公表した。「低エミッション又は非エミッション・ビークル・プログラム」は、輸送機関がバッテリー等の技術を使った低エミッション又は非エミッション・バスやその他の輸送ビークルを購入すること又はリースすることを支援するものである。
- 送電網の強化及び送電の拡大：５年間で2.5十億米ドルの政府補助金のプログラムは、代替燃料回廊に設置される予定の一般に利用可能なEV充電インフラ及びその他のインフラを戦略的に配置するために導入された。この資金の少なくとも50%は、農村地域、低所得・中所得地区及び民間の駐車場がほとんどない地域におけるEV充電及び代替燃料インフラへのアクセスを拡大するプロジェクトのために利用されなければならない。
- 電気スクールバス：既存のディーゼル搭載のスクールバスをクリーンなゼロ・エミッション・スクールバスに置き換えるために５年間で５十億米ドルが配分された。資金の半分が電気式のゼロ・エミッション・バスに使用され、残りの半分が代替燃料を搭載したゼロ・エミッション・バスに使用される予定である。補助金により、既存のスクールバスの置き換え並びに充電及び給油ステーションの設置に係る費用の最大100%をカバーすることができる。米国DOTによる今後５年間で5.75十億米ドルの追加計上（そのうち５%は車両を維持及び管理に関する運輸労働力のトレーニングに充てられる。）により、IIJAは1,000台を超える輸送車両（バスを含む。）をクリーンな電気自動車に置き換える予定である。

2022年インフレ削減法

2022年８月16日、バイデン大統領は、新たなクリーン・エネルギー技術プロジェクト、再生可能エネルギー発電、交通システムの電気化及び気候変動に配慮した農業を支援するため、今後10年間で約415十億米ドルを補助金、税額控除及び投資の形で確保するインフレ削減法（IRA）に署名した。かかる措置により、2030年までに米国における炭素排出量が40%近く削減され、2031年には米国のGDPが0.2%増加すると見込まれている。かかる資金は以下のとおり配分される。

- エネルギー（税額控除を延長（場合によっては増額）するため：263十億米ドル）
- 気候（排出量削減を加速し、また低所得地域を支援するため：48十億米ドル）
- 発電（太陽光パネル、風力タービン及びバッテリーの国内製造を奨励するため：48十億米ドル）
- 環境（環境の質的インセンティブを創出するため：27十億米ドル）
- 交通（消費者に対する税額控除の提供を通じて：24十億米ドル）
- 水（干ばつ救済プログラムを通じて：５十億米ドル）

米国財務省は現在、新たな一連の税額控除に必要なガイダンスに取り組んでいる。様々な税額控除は、以下のうち遅い時点から段階的に縮小される。

- 2032年12月31日、又は
- 発電による米国の温室効果ガス排出量が2022年の排出水準を25%下回った年

建設されるインフラの状況によっては、2032年以降も税額控除を利用できる可能性がある。以下は、エネルにとって最も関心の高いIRAの条項である。

クリーン・エネルギーに対する連邦の税額控除の延長及び拡大：IRAは、生産税控除（PTC）（2021年12月31日より後に建設を開始したプロジェクトについては26.5米ドル/MWh）を延長し、また2025年から新たな特定の技術に依らないクリーン電力に係る税額控除を導入する。また、投資税控除（ITC）（2021年12月31日より後に建設を開始したプロジェクトについては30%）を延長し、2025年から新たな特定の技術に依らないクリーン電力に係るITCを導入する。太陽光発電の開発事業者は現在、ITCに代わってPTCを請求することができる。しかしながら、全額控除の対象となるには、全建設期間（及びおそらくメンテナンス活動の一部の期間）において、現行賃金及び実習要件を満たさなければならない。これらを遵守することができなかったプロジェクトの所有者は、罰金を支払うか、又は税額控除が20%（５米ドル/MWhのPTC又は６%のITC）に引き下げられる。IRAはまた、太陽光発電についての要件に沿った独立型のエネルギー貯蔵プロジェクト及びマイクログリッド制御装置（特に４kWから20MWまでの範囲のシステム用）をITCの適格技術として追加した。

IRAは、国内部品調達要件又はエネルギー・コミュニティ要件を満たす場合のボーナス税額控除を創設した。低所得地域に位置する太陽及び風力発電施設（並びに接続された貯蔵システム）については、別の新たなボーナス税額控除が利用可能である。

2022年12月31日より後に生産される水素については、新たに10年間のクリーン水素PTC（１キログラム当たり３米ドル）が利用可能である。プロジェクトが適格となるには、建設の開始が2033年１月１日より前でなければならない。

電気自動車に対する連邦税控除及び融資の延長並びに拡大：運輸セクターの電化を奨励するため、IRAは新規及び以前から所有していた電気自動車及び商業用電気自動車（バスを含む。）に対して様々な税額控除を拡大し、またEV充電設備の購入を補填するために税額控除を拡大している。

IRAは、大型のクラス６及び７の商業用自動車（例えば、スクールバス、公共交通バス、ごみ収集車）をゼロ・エミッション自動車に置き換えるために１十億米ドル並びに米国郵政公社が新たな配達用電気自動車及び充電ステーションを購入するために３十億米ドルを割り当てている。

新たな先進的製造への生産税控除：IRAは、太陽光のPVセル、PVウエハー、PVモジュール、風力タービン、ナセル、インバーター、バッテリーセル及びモジュール及び他多数のような風力、太陽光及びバッテリープロジェクトの部品の製造に対して新たなPTCを創設している。税額控除の金額は、部品、製造コスト及び特定の容量要素によって異なる。適格となるためには、米国の納税者によって製造された部品でなくてはならない。控除は、2023年から2032年までに販売された部品に対して年間ベースで利用することができる（2030年からは徐々に減額される。）。

税額控除に適用可能な新たな直接支払及び一部の税額控除の譲渡性：IRAは、一部のセクターの運営者に対して、直接支払又は税額控除の譲渡を選択できるオプションを創設しており、これはプロジェクトの開発方法の変更とプロジェクトを開発する産業の数が拡大を意味している。エネルは、新たな先進的PTC及び新たなクリーン水素PTCに対する直接支払に特に関心を持っている。

米国財務省、一般の意見を募集後にIRAの税額控除ガイドラインを最終決定

米国財務省は、最終ガイダンスの公表に先立って、2023年の大半を予備ガイダンスの公表及び一般の意見の募集に尽力した。エネルにとって特に関心のある、投資を奨励するための税額控除の大部分に関して、予備ガイドラインが公表されているが、エネルはなお、最終ガイドラインの公表を待っている。財務省は、インフレ削減法に関連する全ての税額控除ガイダンスを2024年までに最終決定することを予定していない。

連邦政府の所有地／公有地における再生可能エネルギー開発

バイデン政権は、2025年までに公有地において25GWの再生可能エネルギーを承認することを目標としている。かかる目標を達成するため、当該政権は連邦当局に対して、５つの新たな再生可能エネルギー調整局を設立することで公有地における生産のためのクリーン・エネルギー・プロジェクトの精査を加速させるよう命じ、また公有地における太陽光及び風力プロジェクトに対する賃料並びに手数料を50%超減額した。

気候に関する情報

米国証券取引委員会は、提出書類及び年次報告書において提出者が気候に関連するどのような情報を開示する必要があるかについての規則を最終決定している。かかる情報には、温室効果ガスの排出量、特定の気候に関連する財務指標及び重大な気候リスクに関連するデータが含まれる予定である。当該規則は、2022年末までに公表される予定であったが、公表日は度々延期された。

個々の州の政治行動

テキサス州のアボット知事、化石燃料推進・再生可能エネルギー反対法案に署名：この法案は、「出力調整可能な」発電のために、州が支援する低金利融資を促進するもので、主に天然ガス産業が恩恵を受けることになると見られている。この法律はまた、「出力調整可能な」発電によってのみ満たされる新しい補助的サービスを創設するが、その条件はエネルギー貯蔵の参加を困難にする。年間１十億米ドル（純額）を上限とする、出力調整可能な設備のための新しい資金調達メカニズムでは、グリッドにストレスがかかる時間帯に、市場で設備が利用可能であることを証明する必要がある。接続料金は、テキサス州公益事業委員会（PUCT）が決定する平均接続料金を上回る新規発電に与えられる。

PUCTが採用した基本的な接続費用の基準は、再生可能エネルギー産業によれば受入可能である。再生可能エネルギーシステムの138kV以下の送電線への接続に係る引当金は、12百万米ドルである。138kV超の送電線への同システムの接続に関しては22.5百万米ドルである。

2027年以降に接続される新規電源は、オンサイト電源と電力購入契約の両方により、その活動分野に基づく季節毎の平均的な発電レベルを満たすことができることを証明しなければならない。電池はこの要件を満たすことができる。コスト配分を含むこれらの要素の多くは、PUCT又はテキサス電気信頼性協議会（ERCOT）によって実施される。

カリフォルニア州、クリーン・エネルギーの取り組みに対して多額の資金を計上：2022年末において、カリフォルニア州は、100十億米ドル近くの余剰予算を有しており、このためクリーン・エネルギーを含む、様々なプログラムに対して多額の資金を割り当てた。中でも、必要に応じてグリッドを支援するためのゼロ・エミッション又は低エミッションの資源に対する分散型バックアップ電力資産（DEBA）の支援に550百万米ドルを一括で計上し、また極度のストレスが生じる期間にグリッドに係る負荷を軽減させるための需要側のグリッドへの支援（DSGS）に200百万米ドルを一括計上した。

2023年、カリフォルニア州は31.5十億米ドルの財政赤字になる見込みであるが、同年中に資金の削減は一切承認されていない。2024年の財政赤字はさらに膨れ上がる見込みであるため、DEBA及びDSGS向けの資金を削減する議案が提出されている。

イリノイ州、再生可能エネルギー立地改革を採択：2023年１月、イリノイ州の法律は、再生可能エネルギー立地の決定を地域社会から切り離し、州全体に適用される再生可能エネルギー推進型の立地基準を採用した。新しいプロジェクトを承認する際には、全ての地域社会がこの基準を採用しなければならない。この法律は、新法の規定に抵触する既存のゾーニング条例を持つ郡に対し、2023年５月30日までにゾーニング条例を改正して州法を遵守するすることを求めている。新しい法律では、セットバック要件、ブレード先端の高さ制限、音響制限、及びその他の制限が規定されている。最も重要なこととして、プロジェクトが何年も遅延したり地元に何百万米ドルもの追加費用が発生する事態を避けるために、法律は、郡が公聴会の終了後30日以内にプロジェクトの決定を行うことを義務付けている。

メリーランド州、重要なエネルギー貯蔵法を承認：2023年４月、メリーランド州議会は州史上初めて、3,000MWのエネルギー貯蔵目標を設定し、メリーランド州エネルギー貯蔵プログラムを創設した。新法は、公共サービス委員会に対し、2024年７月１日までに競争力のある調達プログラムを策定するよう求めている。このプログラムには、エネルギー貯蔵クレジットと市場ベースのインセンティブが含まれる予定である。この法律は、メリーランド州民のエネルギーコストを100百万米ドル削減し、エネルギー部門の排出量を90%削減することにつながると期待されている。

ミシガン州、再生可能エネルギー立地改革法及びクリーン・エネルギー法を採択：2023年、ミシガン州議会は、２つの重要な法案を可決し、州知事が署名した。第１の法案は、地方政府が課す負担を現状以上に増やせない再生可能エネルギー及びバッテリーエネルギー貯蔵に関する州の立地基準を確立した。州法と地方当局との間の紛争は、公共サービス委員会により解決が図られる。第２の法案は、ミシガン州の再生可能エネルギー基準を設定するもので、クリーン・エネルギーに占める比率を2030年までに50%、2035年までに60%、2040年までに100%としている。この法案は、分散型発電の上限を引き上げ、2,500MWのバッテリーエネルギー貯蔵を義務化するものである。

電力会社による発電の所有権を拡大：インフレ削減法は、電力会社がプロジェクトの耐用年数にわたって減価償却するのではなく、発電時に税額控除を請求することを認めているため、多くの電力会社が、電力会社による新たな再生可能エネルギー・プロジェクト及びエネルギー貯蔵プロジェクトの開発を優先することを成文化する法案を提案している。ネバダ州は、NVエナジーがほとんどの新規再生可能エネルギー・プロジェクト及びエネルギー貯蔵プロジェクトを新規に建設することを許可する法案を可決した。ワシントン州のピュージェット・サウンド・エナジーは、新規発電容量全体の50%を同社に割り当てることを義務付ける法案を推進している。その法案は今年承認されなかった。

コロラド州公共サービス会社（PSCo）は、その電力資源計画において、次世代プロジェクトの60%超をPSCoが所有する見通しを決定していた。コロラド州公共サービス委員会は、この公益企業による上記プロジェクトの所有比率を、50%強まで引き下げた。

カナダ

2023年３月28日、カナダ政府は、低炭素経済への移行を加速するという継続的なコミットメントを強化する予算案を公表した。この予算には、再生可能エネルギー発電所、クリーン水素発電所、及び電気自動車充電設備の開発を支援する一連の措置が含まれており、投資を支援するための既存の資金を補っている。予算案は、2023年６月11日に可決された。

主な動き：

- クリーン水素投資税額控除（水素控除）：15～40%
- クリーン・テクノロジー投資税額控除（クリーンテックITC）：15%
- クリーン電力投資税額控除（電力控除）：30%
- クリーン・テクノロジー製造業投資税額控除（製造業控除）：30%
- 炭素回収・利用・貯留投資税額控除（CCUS控除）：15～40%

ほとんどの投資税額控除には、それぞれ全額控除を受けるために満たさなければならない職務要件がある。これらの職務要件は、次の２つのカテゴリーに分類される。

- 実勢賃金要件：労働者が、該当する賃金と同等の水準で、給付金や年金拠出金を併せた支払を受けていること。
- 見習い雇用要件：全労働時間の少なくとも10%を、登録された見習人が引き受けていること。

2023年11月、副首相兼財務相は、2023年11月21日に議会に上程された「秋の経済声明の一部条項を実施するための法律」と題する法案及び2023年３月28日に議会に上程された予算の一部条項を導入する動議を提出した。「方法及び手段」動議の提出並びに秋の経済声明（FES）を実施する立法の提出により、クリーン・テクノロジー投資税額控除（クリーンテックITC）の労働要件は効力を生じた。クリーンテックITCは所得税法（ITA）に対するいくつかの修正の１つであり、FES施行法に含まれる。同法案は現在、読会及び審議の段階にある。

地方政策の動向

2023年５月、アルバータ州民は政権与党の統一保守党を再選した。ダニエル・スミス首相が関係閣僚を任命し、政府高官を再編し、州政治の優先順位を見直す中、エネルギー産業は過去４年間の既存政策の継続を期待できる。これには、技術革新に関する規制及び排出削減の継続、再生可能エネルギーの開発を可能にする一次産業向けの炭素価格、並びに石炭火力発電の段階的廃止の完了が含まれる。

2023年８月２日、アルバータ州のエネルギー大臣は、アルバータ州における再生可能資源の継続的な開発が電気料金の上昇圧力となり、信頼性を損なっているかどうかをアルバータ州公益事業委員会、アルバータ州電力システムオペレーター（AESO）及びエネルギー大臣が判断できるまで、新規の実用規模の再生可能エネルギー発電施設の建設に関する新規許可の処理を停止するよう、アルバータ州公益事業委員会に対して命令を発出した。

2023年の残りの期間、会議及び情報の要求が行われた。AESOは、現在の市場構造を変更する可能性についても検討している。保守的な産油州であるアルバータ州の首相は、カナダの首相に対し、アルバータ州はクリーン・エネルギー又は温室効果ガス排出量の削減に関する国の目標の達成を目指さないと述べた。これらの問題への取り組みは2024年まで継続される。

アフリカ、アジア及びオセアニア

インド

2022年12月５日、中央電力規制委員会（CERC）が公表した、2014年DSM規則に代わる偏差決済制度及び関連事項規則（2022年DSM規則）が施行された。

新規則は、風力発電所及び太陽光発電所を有する独立発電事業者（IPP）にマイナスの影響を及ぼす。基本的に、過剰注入（すなわち、宣言発電量を超えるグリッドへの注入）は以下のとおり補償される。

- 太陽光発電所又はハイブリッド（風力プラス太陽光）発電所については、10%までの過剰分は契約レートで、また10%から15%までの過剰注入については契約レートの90%で補償される。
- 風力発電所については、15%までの過剰分は契約レートで、15%から20%までの過剰分は契約レートの90%で補償される。

20%を超える過剰注入については支払が行われない。改訂前規則と比較して、本規則は報酬比率を引き上げ、また支払の行われない閾値を10%から20%に引き上げた。

注入不足（予定レベルを下回る発電量）についても条件が変更され、予定発電量からの偏差の幅が狭められ、2014年と比較してペナルティは高くなり、その内訳は以下のとおりである。

- 太陽光発電所又はハイブリッド（風力プラス太陽光）発電所については、15%までの注入不足に関して、IPPは契約レートで買い手に支払うこととし、追加のペナルティは発生しない。10%から15%までの注入不足については、不足分は契約レートの110%、15%を超える注入不足については契約レートの150%で支払われる。
- 風力発電所については、15%までの注入不足に関して、IPPは、買い手に契約レートで支払い、追加のペナルティはない。15%から20%までの注入不足については、不足分の支払は契約レートの110%で行われ、20%を超える不足分の支払は契約レートの150%でなされる。

新DSM規則は、（ｉ）太陽光発電所又はハイブリッド発電所では15%を超える過剰注入、風力プラントでは20%を超える過剰注入について支払がなされないこと、及び（ii）注入不足の場合のペナルティが不足割合に応じて増加することにより、収益に影響する。

モロッコ

主要な再生可能エネルギー法である法律第13.09号の改正は、2023年１月に承認された。この法律により、中電圧グリッドに接続する顧客との電力購入契約（PPA）の締結が許可されるため、同国においてエネル・グリーン・パワーにとって新しく市場が開放される効果がある。法律第13.09号を施行する二次的な法律はまだ制定されていないが、2024年中の可決が期待される。

エネル・グリッド

イタリア

第５規制期間（2016-2023年）の料金は、ARERA決議第654/2015/R/eel号により規定される。同期間は８年間で、４年ずつの２つのサブ期間に分けられている（2016-2019年をNPR1、2020-2023年をNPR2）。

NPR2期間については、ARERAは決議第568/2019/R/eel号を公表し、これによりARERAは2020-2023年の期間に実施される送電、配電及び計測サービスの料金を更新し、新たな統合文書を公表した。

2022-2027年の期間のWACCの決定方法は、決議第614/2021/R/com号により更新され、配電及び計測について5.2%の数値が設定された。かかる規則では、2025-2027年の数値を更新し、また、特定の財務指標によってWACCが少なくとも50ベーシスポイント変動した場合には、（2023年及び2024年に）さらに年次更新する可能性を定めている。ARERAは、2023年のWACCの値につき、更新を進める条件が満たされていないとして、決議第654/2022/R/com号により、5.2%と確認したが、2024年のWACCの値は、決議第556/2023/R/com号により６%に更新された。

配電及び計測料金については、ARERAは、2021年の貸借対照表の更新データを考慮して計算される2022年の確定参照料金（決議第154/2023/R/eel号）及び2022年の貸借対照表の暫定データに基づく2023年の暫定的参照料金（決議第206/2023/R/eel号）を承認した。2023年の確定参照料金は、2024年にARERAにより承認された（決議第77/2024/R/eel号）。

ARERAは、決議第271/2021/R/com号により、インフラ・サービスのコストを認識するための新しい方法（ROSSベース－支出及びサービス目的の調整）を2024年から導入する手続を開始した。2023年、ARERAは、ROSSベースメカニズムの一環として決議第163/2023/R/com号を公表し、この決議により電力セクター及びガスセクターのインフラ・サービスに関する「ROSS規制の基準及び一般原則をまとめた統合文書」（TIROSS 2024-2031）を承認した。また、決議第497/2023/R/com号を公表して適用基準を具体的に示し、TIROSSを修正した。ARERAは最後に、決議第616/2023/R/eel号により、2024年から2027年までの期間の配電及び計測料金を承認し、新たな統合文書（TIT－送電及び配電サービスの履行に関する規定、TIME－計測サービスの履行に関する規定、及びTIC－計測サービスの履行に関する経済条件）を公表した。

2023年中、ARERAは政府の規定を実施し、顧客に適用される一般システム料金を徐々に再導入し（第１四半期には、利用可能な電力が16.5kWを超えるユーザーに対してのみ適用され、その後の各四半期には全ての電力ユーザーに対して適用された。）、2024年に入っても引き続き適用された。ARERAはまた、2023年中、社会手当に関する措置を講じ、とりわけ給付の受給要件を改定したほか、光熱費の増大の影響を抑えるための具体的なてこ入れ策を定めた。

2022年に、ARERAは決議第232/2022/R/eel号及び決議第712/2022/R/eel号により、無効エネルギーに関する料金規制を更新し、注入された無効エネルギーの料金の2023年４月１日までの発効と、引き出された無効エネルギーの配電業者向け料金の更新を規定した。

2023年末、ARERAは再び同規制を更新し、無効エネルギーの過剰な引出し及び注入に関して、中電圧及び低電圧の顧客が2024年から支払う単一料金を定めた。またARERAは、配電会社が留保する収益の割合も変更し、毎年更新されることとした。またARERAは、全国送電網への無効エネルギー注入に関する補償システムを整備するよう配電会社に誘因を付与する仕組みも導入した。

サービスの質に関して、ARERAは、決議第646/2015/R/eel号及び決議第566/2019/R/eel号（改定後）により、2016年から2023年までの期間に関する電力の配電及び計測サービスについての出力ベースの規制（TIQE 2016-2023）を定め、国内の様々な地域間にまだ存在するサービスの質の格差を埋めるため、及び気候変動の影響に関して特定のメカニズムを検査するための手法を導入した。

2024年１月１日付けで、ARERAは、決議第617/2023/R/eel号及び決議第614/2023/R/eel号により、技術的及び商業的サービスの質及びネットワークの強靭化に関する出力ベースのインセンティブ規制を更新した。

特に、決議第617/2023/R/eel号及び関連する付属書TIQD及びTIQCにより、ARERAは、特に供給サービスの継続性及び開発手段に関するインセンティブ・メカニズムの導入に関して、20年に及ぶ規制体系を抜本的に修正する改善を採用した。

決議第614/2023/R/eel号により、ARERAは、2018年以来実施されてきた規制の終了を管理し、2024年の計画における強靭化の介入に関してインセンティブ・メカニズムを修正する、2019年から2024年までの期間の強靭性規制を制定した。

配電業者及び取引業者間の関係については、2021年１月１日に決議第261/2020/R/eel号により新しい電気輸送グリッドコードが施行され、販売業者の債務不履行による輸送契約の終了に要する時間の短縮により、配電業者の信用エクスポージャーが減少した。その結果、提供した輸送サービスをカバーするため、全販売業者が配電業者に提供しなければならない保証の価値が低下した（取引業者の売上高の３ヶ月から５ヶ月までの範囲から、２ヶ月から４ヶ月までの新しい範囲に移行した。）。

ARERAは、決議第119/2022/R/eel号により、既存の仕組みを統一し合理化するため、不履行を起こした販売業者が回収しなかったシステム一般料金及びネットワーク料金の払戻しを行う単一の仕組みを配電会社に導入した。

さらに具体的に言えば、決議により、ネットワーク料金に関連するクレジットの認識につき２つの控除項目の適用が確認される。これは、一方では、配電業者によるクレジットの効率的な管理へのインセンティブとなり、他方では、料金システムによって既に補償されているものを除外するためのものである。この決議は、年１回払戻請求が行われ、同年中に払い戻されることを規定する。

エネルギー効率化－ホワイト証書

2021年５月21日付け環境移行省令は、2018年５月10日付け経済開発省令によって既に改正されている2017年１月11日付け省令を改正した。この措置は、2021年から2024年までの電力・ガス供給業者の国内量的目標を設定した。省令はまた、配電会社が義務を履行する方法、及び関連費用の補償を受ける方法も改訂した。

イベリア半島

2023年の電力料金

2022年12月22日、国家市場競争委員会（CNMC）の2022年12月15日付け決議がスペイン官報において公表された。これは、2023年１月１日から適用される送配電ネットワークへのアクセス料金を定め、2022年１月１日と比較して平均1.0%の引下げを規定している。

2022年12月29日、2022年12月23日付け命令第TED/1312/2022号がスペイン官報において公表された。これは、2023年１月１日から適用される電力システム料金を定め、2023年の電力システムの様々な規制コストを設定するものである。2023年の新料金は、2022年１月１日に承認された料金と比較して、平均約40.0%の引下げとなる。

2023年の天然ガス料金

2022年12月28日、エネルギー政策及び鉱山局の2022年12月22日付け決議が公表された。これは、2023年１月１日から適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、９月14日付け法令第17/2021号の規定を考慮し、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約7.7%、約9.0%及び約9.5%（税抜き）の引上げ目安を定めている。一方、10月18日付け法令第18/2022号により導入された住宅所有者組合に適用されるTURは約2.0%（税抜き）引き下げられた。

2023年３月30日、エネルギー政策及び鉱山局の2023年３月28日付け決議が公表された。これは、2023年４月１日から適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約27.1%、約31%及び約32.7%（税抜き）引き下げる。一方、10月18日付け法令第18/2022号により導入された住宅所有者組合に適用されるTURは、およそ45.7%から56.3%までの間（税抜き）で引き下げられた。

2023年６月29日、エネルギー政策及び鉱山局の2023年６月27日付け決議が公表された。これは、2023年７月１日から適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約2.4%、約2.9%及び約3.1%（税抜き）引き下げる。一方、10月18日付け法令第18/2022号により導入された住宅所有者組合に適用されるTURは、およそ3.6%から5.4%までの間（税抜き）で引き下げられた。

2023年９月29日、エネルギー政策及び鉱山局の2023年９月28日付け決議が公表された。これは、2023年10月１日から適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約3.4%、約0.3%及び約1.1%（税抜き）引き下げる。これらとは別に、10月18日付け法令第18/2022号により導入された住宅所有者組合に適用されるTURは、およそ10.7%から20.7%までの間（税抜き）で引き上げられた。

2024年の天然ガス料金

2023年12月29日、エネルギー政策及び鉱山局の2023年12月28日付け決議が公表された。これは、2024年１月１日から適用される天然ガスのラストリゾートの料金（TUR）を定めたもので、TUR 1、TUR 2及びTUR 3についてそれぞれ約6.5%、約7.9%及び約8.5%（税抜き）引き上げる。一方、10月18日付け法令第18/2022号により導入された住宅所有者組合に適用されるTURは、およそ4.8%から6.8%までの間（税抜き）で引き上げられた。法令第8/2023号は、2024年１月１日から2024年３月31日まで、ガスに対するVATを５%から10%に引き上げることを定めた。

配電事業への報酬

2022年８月３日、７月27日付け命令第TED/749/2022号が公表された。これは、2016年の配電ネットワーク内の損失削減の達成へのインセンティブ又は処罰を承認し、数社の配電会社に対する2016年の基本報酬を改訂し、2017年、2018年及び2019年の配電会社の報酬を承認した。この省令はCNMCの以前の報告を考慮し、2017年から2019年までの報酬の値を設定するものである。

さらに、2022年12月16日、CNMCは2020年の報酬を設定する決議案の準備を開始した。

閉鎖配電網

2023年４月26日、４月25日付け法令第314/2023号が公布された。これは、閉鎖配電網とその所有者の条件及び要件、並びに行政許可手続と許可が取り消される状況について、規定するものである。閉鎖配電網の所有事業者は、閉鎖配電網を建設するか、又は配電会社から購入しなければならず、閉鎖配電網を管理し、維持管理に投資し、接続された消費者に対して料金、手数料その他の費用を請求する責任があり、閉鎖配電網のメンバーに電力を販売する事業者は、消費された電力についてのみ請求する。

世界の他の地域

ラテンアメリカ

チリ

チリの電力部門は、1982年の鉱業省令第１号に含まれる一般電気事業法第20.018号に準拠している。同法は、2006年の経済省令第４号（改定後）及びその施行規則（1998年の法令第327号に含まれる。）により更新されている。

2020年から2024年までの配電料金

2020年から2024年までの期間の料金決定のプロセスは現在進行中である。当面の間、料金は2016年から2020年までの期間に実施された手法に従って引き続き適用される。

アルゼンチン

料金改定

規制当局であるENREは、決議第240/2023号により、2023年４月１日から適用される新料金を承認した。具体的には、以下のとおりである。

- SE決議第719/22号で想定されているFNEEの引上げ（2023年４月１日から512ドル/MWh）と、エデスルに認められたVAD（配電付加価値）又はCPD（自己配電コスト）の初回の107.83%の引上げを組み込む。
- 新CPD又はVAD（2023年６月１日発効）を公表し、将来の料金表に適用される74%の料金追加引上げを行う。
- 第54セメスター（2023年３月～2023年８月）に対応する、2023年４月１日から適用される新CEN及びCESMCの値を設定する。

配電業者の平均料金は、約13,706ドル/kWh（23%増）に設定されている。

配電のサービス品質

2023年２月10日以降に発生した事象により、多くの顧客が低電圧及び中電圧の供給を中断されるに至ったことを受けて、ENREは、公共配電サービスの容量及び信頼性を判断し、サービスの品質を監視するための包括的な技術監査を命じた。

チームはプロセス監査を実施し、一次支援、請求、運用、是正及び予防保全、投資、計画、損失管理、内部コスト管理、並びに管理プロセスで構成される実質的な運用プロセスを実行するためのテクノロジーの利用可用性、原料、供給及び人的資源の一貫性を検証した。

配電網投資プログラム

2023年８月７日、エデスルが作成した建設工事計画のために必要な資金を国が提供することの確保を目的として、エネルギー省及びエデスルの間で覚書が締結され、同時にENREが同席して通知がなされ、署名を付した。その目的は、電力需要の増加による公共サービスへの影響を考慮し、また、昨夏の記録的な高温の時期における電力需要の高まり及びグリッドへの過負荷により生じた停電を減らすために上述の工事計画を実施する緊急の必要性を勘案し、工事の遂行のために適切な時間枠を採用することに加えて、サービスの質を向上させることである。さらにエネルギー省は、ユーザーの財務負担を軽減するため、2023年10月10日、エデスル及びエデノールが国家に支払うべき罰金を、両者がCAMMESAに対する義務を遵守していることを条件に、「来夏の課題に対処するための工事、雇用及び／又は行動のプログラム」に転換することを認める決議第828号を公表した。このプログラムは、法律に則り、2023年10月26日、Ger Gen note第127/2023号とともに、エネルギー省に提出された。

「特別債務清算制度」に関する基本合意書

法律第27.591号第87条により制定され、PEN法令第88/2022号により延長された「特別債務清算制度」及び「特別債権制度」に対応するため、2022年12月29日、一方ではエネルギー省及びENREの間、また他方ではエデスル及びCAMMESAの間で基本合意書が締結され、CAMMESAは当該書面において通知受領事業体としても言及された。この合意書は、（a）エデスルによるCAMMESA及びMEM（卸売電力市場）に関する債務の認識、（b）認識された債務の支払の一部に充当可能な、エデスルのエネルギー省に対する債権の認識、並びに（c）（b）に記載の支払の後の（a）に記載の債務に関する支払計画の決定（その金額は、VADの再構成においてENREにより帰せられる金額の限度内である。）について規定した。さらに、エデスルは、認識された債権の一部に相当する金額を、需要喚起政策から利益を得ている債務不履行ユーザーの債務の清算に充当することを約束するとともに、エネルギー効率の向上及び配電の質の改善を目的とした投資を奨励するための、SE決議第371/2021号に基づき考案されたメカニズムに関連する投資計画に関する報告書を提出することを約束した。

2023年４月25日、エネルギー省は、2022年12月29日に締結された合意書の範囲に従い、CAMMESAに宛てて、エデスルの当該企業に関する残余債務の支払計画の実行に関して、「特別債務清算制度」の枠組みの中で上記合意書を適用するために必要な手段を講じるよう指示する書簡を発出した。上記は、CAMMESAが2023年４月18日にエネルギー省に提出した計算報告書及びエデスルが2023年４月20日に公表した合意に基づいたものであった。

2023年５月18日、「特別債務制度合意議事録（*Acta Acuerdo Régimen Especial de Obligaciones*）」（2021年度国家一般予算に係る法律第27.591号第87条）に関して、2022年12月29日付け基本合意書の範囲内で、CAMMESAに関する支払計画が実施に移された。この支払計画では、96回の逓増型の月賦返済及びMEMにおいて実施されている利率の50%に相当する利率が規定されている。分割払の初回分は、2023年９月25日に支払われた。

支払は、ENREによる、移行料金調整プロセス中のVAD又はCPDの再構成の帰属に服する。

この融資の返済に関して、エネルギー省との間で締結された合意書では、ENREは包括的な料金の見直し（RTI）プロセスの枠組みに必要な資源を適時に含めなければならないと定めている。一方、エネルギー省は、上記のRTIにより料金表が効力を生じてから180日後以降に、CAMMESAがその資金源に関して支払う平均金利に相当する金利を考慮しつつ、当該資金調達における条件を明確に定める。

エデスルがこの契約により負う各義務の誠実な履行及び融資の返済を保証するため、同社は、MEM内で主張しうるあらゆる種類の債権をCAMMESAに譲渡及び移転する。かかる担保としての移転は、融資の完済まで有効に存続する。

ブラジル

エネル・ディストリビューソォン・セアラの料金改定

エネル・グループに属するブラジルの各配電会社に関して承認された、最新の完了した料金改定の概要は、以下のとおりである。

会社名	料金調整日	平均増加率	
		高電圧	低電圧
エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロ	2023年３月	-4.91%	+6.18%
エネル・ディストリビューソォン・セアラ	2023年４月	-3.77%	+5.51%
エネル・ディストリビューソォン・サンパウロ	2023年７月	-6.10%	-0.97%

料金表において認識されるエネルギー・コスト及び配電業者の統制が及ばない実際のコストの間の不均衡に鑑み、2015年１月、規制当局であるANEELは、料金フラグシステムの実施を開始した。このシステムは、限界システムコストが標準規制コストを上回る場合に限り、消費者に請求される料金に、追加の月間料金要素を適用するものである。

エネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロの料金改定

2023年10月31日、ANEELは、パンデミック及び電力供給の遮断を禁じた法律を理由とするエネル・ディストリビューソォン・リオデジャネイロの臨時料金見直し（ETR）を承認した。ETRの効果は、ANEEL命令第4.089/2023号に従い、2024年の同社の料金見直しにおいて金利要素とみなされ、今後12ヶ月間の料金に反映される。

コロンビア

エネルギー及びガス規制委員会（CREG）は配電網の報酬手法を定める。配電料金は５年毎に決定され、生産者物価指数（IPP）に基づき毎月更新される。

料金の改定

2020年の決議第122号により、CREGは、2018年から2023年までの期間のコンデンサの配電料金を設定した。

2023年３月、CREGは、発電会社、送電会社及び配電会社に対する販売会社の支払を繰り延べる経過措置の適用期間を延長するため、2023年決議第101 015号を公表した。この規定により、最大18ヶ月の支払の繰延べが認められ、2024年４月30日まで適用される。

ペルー

ペルーの電力市場を規律する主な法律は、電力事業権法（法令第25844号）及びその規則、並びに高効率発電法（法律第28832号）である。

電力事業権法は、ペルーの電力セクターを発電、送電及び配電の大きく３つの部門に分けており、いかなる会社も１つの部門を超えて参入できない。ペルーの電力システムは全国相互接続電力システム（SEIN）及びいくつかの分離された電力システムからなる。

ペルーでは、４年毎に配電料金を決定するプロセスが踏まれ、「配電付加価値設定」（VAD）と呼ばれる。承認された最新の料金サイクルは、2022年から2026年までの期間有効であり、新たなVADが2022年11月１日から実施される。

エンドユーザー市場

イタリア

価格保護の撤廃

電力部門における規制価格の撤廃プロセスを規定する現行の規制枠組み（法律第124/2017号―競争法―（その後の改正、とりわけNRRPを実施する法令第152/2021号（法律第233/2021号により承認された。）による改正を含む。））は、価格保護の撤廃を順次延期（小規模事業者は2021年１月１日まで、零細企業は2023年１月１日まで、国内顧客オークションは2024年１月まで）することを規定している。

競争法を施行する省令並びにARERA決議第491/2020/R/eel号及び同第208/2022/R/eel号により、小規模事業者及び零細事業者（並びに設備容量が15kW未満の非住居顧客）のための価格保護の撤廃が施行され、自由市場の供給業者を未選択の顧客向けの入札において事業権を付与された事業者が提供する従量制ラストリゾートサービス（「段階的セーフガードサービス」）を有効化する規定が設けられた。

小規模事業者向け段階的セーフガードサービスは、３年間存続し、2024年６月30日に終了し、新規のオークションにより再度指定がなされる。

零細企業に関しては、本サービスは2027年３月31日まで提供される。最初のサービス期間の終了時にまだ段階的保護の下で提供されている供給は、同じ事業者による経済的に最も有利な自由市場の供給に切り換えられる。

設備容量が15kW未満である非住居の零細企業顧客に関して、ARERAは、かかる顧客向けのラストリゾートサービスの開始日が技術的な理由により2023年４月１日に延期されたため、既にサービスを提供している顧客に対し、強化された保護サービスの財務条件が2023年３月31日まで継続して適用されることを定めた。

住居顧客に関して、法令第210/2021号は、価格保護撤廃の時間枠及び方法が異なる２つのカテゴリー、すなわち「脆弱な」顧客（年齢が75歳を超える顧客、経済的困難又は身体的困難を理由とする社会手当の受給者、法律第104/1992号に基づく障害者、自然災害により緊急住宅に居住するユーザー等）及び「非脆弱な」顧客に分けている。

MASEの2023年５月18日付け法令第169号は、非脆弱な住居顧客向けの段階的保障サービスの割当てを、領土ベースで実行される競争的手続を通じて規制し、各事業者に付与可能な市場シェアを30%に設定した。同法令は、2027年３月31日に予定されるサービス割当期間の終了後の供給は、同じ事業者による最も経済的に有利な自由市場の供給に切り換えられることを定めた。

法令第181/2023号（「エネルギー法令」）を施行するARERA決議第580/2023/R/eel号（その後法律第11/2024号に転換された。）は、入札の日程を2024年１月10日と定めた。これに先立つ決議第362/2023/R/eel号（改定後）により、ARERAは、非脆弱と判定された顧客が住居に供給を受ける段階的セーフガードサービスの入札及び履行の方法を規制した。決議第600/2023/R/eel号に従い、エネルギー法令に規定されたオークションの延期のため、同サービスは2024年７月１日から、入札を制した売電業者により提供される。最終的な事業権の付与は、2024年２月６日に行われた。2024年７月１日までの間、非脆弱な住居顧客は引き続き、強化された保護サービスの事業者によりサービスを提供される。

脆弱な国内顧客に関して、エネルギー法令は、入札による「脆弱性対応サービス」の割当てを通じて、より強い保護から顧客が脱するための方法を定めたARERAの規定を参照している。この規定が施行されるまでの間、脆弱な顧客は、引き続き現在の事業者による強化された保護サービスを受給する。

ガス分野に関しては、価格保護の撤廃はARERA決議第100/2023/R/gas号に準拠し、2024年１月に開始される。この決議は、自由市場の供給を未選択の非脆弱な住居顧客及びコンドミニアムは、ARERAが制定する規則に従う売電業者からなる自由市場に移行しなければならないことを定める。法令第115/2022号（第二次支援法令）に基づき脆弱と判定された顧客は、引き続きARERAの指定する経済条件及び契約条件に基づき、脆弱性保護サービスを受給する。

電力部門の小規模事業者に対する価格保障措置の撤廃に関しては、2021年３月、エネル・エネルジアとセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレは（エネル・イタリアとともに）、反トラスト法の上限を35%とすること、及び顧客喪失後に生じたセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレの債務の残存費用を補償するための措置を規定していないことにつき、ラツィオの地方行政裁判所に競争法を施行する経済開発省の法令の不服を申し立てた。後者の点に関しては、2021年３月、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレとエネル・イタリアが、ロンバルディアの地方行政裁判所での不服申立てにおいて、決議第491/2020/R/eel号に不服を申し立てた。現在のところ、これらの不服申立てに関する審理はまだ行われていない。

2022年７月、エネル・エネルジア及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレは、同様の理由に基づき、ロンバルディアの地方行政裁判所に、設備容量が15kW未満である零細企業及び非住居顧客に関連する決議第208/2022/R/eel号の不服申し立てを行い、2022年11月、同企業はラツィオの地方行政裁判所に対し、零細企業のための段階的保障サービスの実施法を定めた環境移行省法令についても不服を申し立てた。

ARERAは、決議第136/2023/R/eel号及び決議第151/2023/R/eel号により、2023年について、ラストリゾートサービスを管理する統合規定（TIV）第20条に従って、顧客の脱退を補償する仕組みを利用するための手続を定めている。2023年５月29日の不服申立てにより、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレとエネル・イタリアは、ロンバルディアの地方行政裁判所において、決議第208/2022/R/eel号に対して既に提起された主要な手続に対する追加証拠を伴う不服申立てを通じて、これらの規定に不服を申し立てた。

非脆弱な住居顧客のための価格セーフガードの撤廃に関して、エネル・エネルジア及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレは（エネル・イタリアとともに）2023年７月、環境・エネルギー安全保障省（MASE）の2023年５月18日付け法令第169号についてラツィオの地方行政裁判所に不服を申し立て、独占禁止の上限30%の設定及び顧客の喪失に伴いセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレの残余原価を補償する規定の欠如に対して不服を申し立てた。同様に、両社は（エネル・イタリアとともに）2023年10月、ロンバルディアの地方行政裁判所において、非脆弱な国内顧客に関する段階的セーフガードサービスの規制について、ARERAの2023年８月３日付け決議第362/2023/R/eel号に対する不服を申し立て、MASE省令に対する提起済みの異議は撤回した。

さらに、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレは（エネル・イタリアとともに）、2024年１月に提起した不服申立てにより、ARERA決議第362/2023/R/eel号において言及された決議を完成するARERA決議第549/2023/R/eel号、第580/2023/R/eel号及び第600/2023/R/eel号に対して異議を申し立て、顧客の喪失に伴う残余原価の補償がなされないことに改めて不服を申し立てた。

2024年１月31日に承認された法令第181/2023号（法律第11/2024号に転換。）は、強化された保護サービスの事業者に対し、2023年４月１日以降に負担した、当該サービスに直接帰せられ、別段の方法では回収不能なコストを回収することを認める規定を導入した。ARERAは、法令を承認する法律の施行日から90日以内に上記のコストを証明するために必要な報告書を提出する期限及び方法を規定する決議を採択することを義務付けられ、2024年２月８日に実行した。

電力

ARERAは、決議第146/2022/R/eel号により、2022年４月１日からの保護強化サービス（RCV）の事業者のマーケティング費用をまかなう料金構成を更新した。同決議により、自由市場の販売業者の参照価格を示す電力マーケティング費用をまかなう手数料（PCV）のレベルも更新した。ARERAは、決議第136/2023/R/eel号により、2023年４月１日からの保護強化サービスに加入している住居顧客のみを対象としたRCVの構成及び関連するPCV補償を更新した。ARERAは、決議第600/2023/R/eel号により、2024年３月までにインフラ・サービスのWACCの調整を勘案したRCVの更新を行うことを規定した。強化されたセーフガード事業者によるサービスを受ける脆弱な顧客向けのRCV及びPCVは、2024年６月末までに決定される。

TIVは、事業者が電力供給のために負担する費用の不均衡を調整することを可能にする仕組み等、保護強化サービスの事業者に対する特定の均一化の仕組みを想定している。

2022年のエネルギー供給コストの異常な増加によって生じる赤字を補填するため、ARERA決議第463/2022/R/eel号は、2022年末までに、エネルギー及び環境サービス基金が、2022年の均一化残高の前払金をRCV事業者に支払うことも規定した。2023年における前払金の計算及び決済並びにその後の返還に関する必要な実施措置は、決議第558/2022/R/eel号、決議第743/2022/R/eel号及び決議第135/2023/R/eel号に含まれる。

電力部門の料金を滞納しているエンドユーザーのための決済制度に関して、ARERAはTIVの第18条により、保護強化サービスの事業者が電力の不正使用に関して徴収できなかった金額に対する補償の仕組みについて規定している。

ARERAは、決議第32/2021/R/eel号により、自由市場及びセーフガード市場において販売会社が配電会社に支払ったがエンドユーザーから回収できなかった一般システムチャージに関して、延滞金を払い戻す仕組みを構築した（セーフガード市場では、これは接続を断つことのできる顧客にのみ適用される。）。

セーフガード市場で切断できない顧客については、回収不能料金の払戻しの仕組みは、TIVの第50条に規定されている。

ガス

決議第147/2022/R/gas号により、2022年４月１日よりQVDコンポーネントのレベルが更新された。その後、決議第137/2023/R/gas号により、2023年４月１日よりレベルは更新された。保護サービスの終了時に残存する期間（１年未満）に関連する影響を考慮して決定されている。このコンポーネントは、2024年１月から脆弱な顧客に適用されており、その後（少なくとも適用初年度は）、脆弱な顧客に関連する売上原価に関する詳細なデータが取得されるまでの間、毎年３月末までに、その後の12ヶ月間について、現行制度と類似しているが簡素化された基準で更新されることとなり、直近では、決議第112/2024/R/gas号に基づく更新が2024年４月１日から施行された。

ガス部門で料金を滞納しているエンドユーザーに関する補償制度に関して、ARERAは、TIVG（統合ガス小売販売法）の第33条及び第41条第１項第b号により、配電網におけるラストリゾートサービス及びデフォルトサービスのプロバイダーに対する延滞金の償還のための具体的なメカニズムを規定している。

イベリア半島

エネルギー効率

エネルギー効率目標を達成するため、成長、競争力及び効率に関する緊急措置を含む10月15日付け法律第18/2014号により、国家エネルギー効率基金が創設された。

2023年３月30日、2023年の国家エネルギー効率基金への拠出額を確定する３月27日付け命令第TED/296/2023号が公表され、エンデサの拠出額は49百万ユーロとなった。

エンデサは2024年、国家エネルギー効率基金に合計金額99百万ユーロの拠出を行うことが期待されており、そのうち少なくとも35百万ユーロ（上記金額の35.0%）は拠出しなければならない。残る義務については、エネルギー効率化証書（EEC）を提出することにより満たされる。

消費者保護措置：*社会福祉料金*

ウクライナ及び中東における戦争の経済的及び社会的影響に対応する措置を採択する12月27日付け法令第8/2023号のスペインの官報における公示を受けて、また干ばつの影響を緩和するため、既に12月27日付け法令第20/2022号により延長されていた脆弱な消費者の保護を目的とするいくつかの措置は、2024年６月30日まで再延長された。かかる措置には以下の事項が含まれる。

・ 電気の社会福祉料金の割引率が、脆弱な消費者については25%から65%に、非常に脆弱な消費者については40%から80%に拡大される。
・ 多重効果公的所得指標（IPREM）の1.5倍から２倍の収入がある小規模消費者のための任意価格（PVPC）の対象となる労働者世帯に対して、同期間で40%の割引がなされ、同居する成人が１人増える毎に0.3倍、未成年者が１人増える毎に0.5倍増加される。

2023年１月21日、１月27日付けの命令第TED/81/2023号が公表され、2023年の*社会福祉料金*手当の資金となる金額の分配を承認した。この命令は、これらの費用の資金を提供する義務を負う者が支払わなければならない異なる単位価値を定めている。

消費者保護措置：電力サービスの保証

12月28日付け法令第8/2023号により、脆弱な消費者、非常に脆弱な消費者及び社会的排除の危険にある顧客に対する電気、水道及びガスの供給停止の禁止がさらに延長され、2024年６月30日までとなった。その後は、実用最小供給制度が施行され、この制度においては、４ヶ月間の支払期間中及び追加の６ヶ月間の猶予期間中、脆弱な顧客を不払いの理由で排除することはできない。

消費者保護措置：税制措置

12月28日付け法令第8/2023号により税率が変更され、供給契約電力が10kW以下の消費者（前月の平均日次市場価格が45ユーロ/MWhを下回る場合は21%の「正規の」VATが適用される。）又は*社会福祉料金*を受給する非常に脆弱な消費者について、2024年の全期間、VATは５%から10%に引き上げられる。

同様に、電力特別税は、2024年第１四半期中、それまでの0.5%から2.5%に引き上げられ、2024年第２四半期には3.8%に引き上げられる。電力生産量に対する課税は７%であるところ、一時的に停止されていたが、2024年第１四半期には3.5%の税率が適用され、2024年第２四半期は5.25%、それ以降は７%が適用される。この課税に関して、電力システムは、収入及び支出の均衡が保たれるために必要な金額を限度として、受け取る金額の減少分を補償される。

さらに、天然ガスの供給、輸入及び域内購入に適用されるVATの税率は、2024年３月31日まで、５%から10%に引き上げられた。

消費者保護措置：小口消費者向けの任意価格（PVPC）のボラティリティの低減

2023年６月14日、６月13日付け法令第446/2023号が公布された。同法は、2024年１月１日から、小口消費者向けの任意価格（PVPC）を決定するための計算方法に関して３月28日付け法令第216/2014号を修正するものである。その主な内容は以下のとおりである。

・ PVPCは、供給契約電力が10kW以下の居住消費者及び零細企業に対し適用される。
・ エネルギーコストの一部は、OMIPの先物商品のバスケットを組み込み、先物市場に連動し、2024年に25%、2025年に40%、2026年に55%のウェイトで段階的に導入される。残りはスポット価格により決定される。先物市場分は、月間商品（10%）、四半期商品（36%）、年間商品（54%）に分けられる。
・ 参照供給者には、３月29日付け法令第6/2022号に基づき発生した金額の回収のための追加支払金とともに、PVPCの一部として、対応する命令において毎年制定される*社会福祉料金*スキームの資金調達費用が払い戻される。

この法令はまた、非半島地域における発電の一定の規制的側面も修正している。

消費者保護措置：電力集約型顧客

2023年６月14日に公布された６月13日付け法令第444/2023号は、2020年に承認された電力大量消費者に関する規制を改正するものである。この改正により、適格な活動のカタログが拡大され、特定の要件が緩和され、それによって受益者の数が拡大する。また、再生可能エネルギーに対する特定の報酬制度に関連する費用及び料金に含まれる本土以外における電力システムの費用を相殺するための補助の最大額を、全ての活動における85%から、重大なリスクのある部門は85%、リスクのある部門は75%（消費量の50%が化石燃料資源によるものであり、消費量の10%又は再生可能エネルギーによる自家消費量の５%について先物契約を締結していることを証明できる場合、最大85%）又は特に脆弱な発電所（すなわち、電気料金が一定の総付加価値を超えた場合）はより高い割合に更新する。ただし、いかなる場合においても、受益者が負担する費用は、0.5ユーロ/MWh以下であってはならない。

世界の他の地域

ラテンアメリカ

自由市場

全ての国において、配電会社は規制された基準で顧客に電力を供給することができるが、顧客が一定の限度を超えた場合においても、自由市場条件のもとで供給を行うことができる。国別の自由市場の制限は以下のとおりである。

国	kW
アルゼンチン	>30kW
ブラジル	>1,000kW又は>500kW(1)
コロンビア	>100kW又は55MWh/月
コスタリカ	該当なし(2)
グアテマラ	>100kW
パナマ	>100kW
ペルー	>200kW(3)
チリ	>500kW

(1) 500kWを超える場合は、再生可能エネルギーを利用して発電された電力を利用した場合に適用されるもので、国から補助を受けている。
(2) コスタリカでは、ICEが唯一の電力購入者であるため、自由市場という概念は存在しない。
(3) DS 018-2016-EMは、次のように定めている。
規制市場及び自由市場のどちらかを選択できる顧客（200kWから2,500kWまでの範囲の容量）の需要は、各供給地点にて測定され、各供給地点での容量が2,500kWを超える顧客は、自由市場型顧客となる。

４【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社及び関連会社

2023年６月30日におけるエネルグループの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資

2006年７月28日のCONSOB通知第DEM/6064293号及び1999年５月14日のCONSOB決議第11971号126条に従い、イタリア民法典第2359条に準じた、2023年６月30日におけるエネル・エスピーエーの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資の一覧表が以下に記載されている。エネルは全ての投資について完全な権原を有する。

各会社毎にその名称、本社、国、資本金、資本金が表示されている通貨、事業セグメント、その会社の株を所有する会社、その所有率及び当グループの所有率が記載されている。

会社名称	本社	国	資本金	通貨	セグメント	所有する会社	所有率 %	グループ所有率 %
親会社:								
エネル・エスピーエー(Enel SpA)	ローマ	イタリア	10,166,679,946	ユーロ	グループ・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
子会社:								
25・マイル・クリーク・ウィンドファーム・エルエルシー(25 Mile Creek Windfarm LLC)	アンドーヴァー	米国		1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
25・マイル・ピーピーエー・エルエルシー(25 Mile PPA LLC)	アンドーヴァー	米国		1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100.00%	100.00%
25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー(25RoseFarms Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国		1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
３エスユーエヌ・エスアールエル(3SUN Srl)	カタニア	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	96.74% 3.26%	100.00%
３エスユーエヌ・ユーエスエー・エルエルシー(3SUN USA LLC)	アンドーヴァー	米国		1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
400・マンレイ・ソーラー・エルエルシー(400 Manley Solar LLC)	ボストン	米国		- 米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
4814・インベストメンツ・エルエルシー(4814 Investments LLC)	アンドーヴァー	米国		- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エーブルス・スプリングス・ソーラー・エルエルシー(Ables Springs Solar LLC)	アンドーヴァー	米国		1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エーブルス・スプリングス・ストレージ・エルエルシー(Ables Springs Storage LLC)	アンドーヴァー	米国		1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

アブ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Abu Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
エース・ハイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ace High Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エイスト・リニューアブルズ・ヒドゥン・ヴァレー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Aced Renewables Hidden Valley (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55.00%	27.50%
エースファット・エーアイイー(Acefat AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	14.29%	10.02%
アダムズ・ソーラー・ピーヴイ・プロジェクト・トゥー(アールエフ)ピーティーワイ・エルティーディー(Adams Solar PV Project Two (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
アドリア・リンク・エスアールエル(Adria Link Srl)	ゴリツィア	イタリア	300,297	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アファーカット・ウィンド・ファーム(Aferkat Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	389,600	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	99.97%	99.97%
アガシズ・ビーチ・エルエルシー(Agassiz Beach LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
アガトス・グリーン・パワー・トリノ・エスアールエル(Agatos Green Power Trino Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル	100.00%	100.00%
アグイロン・20・エスエー(Aguillón 20 SA)	サラゴサ	スペイン	2,682,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51.00%	35.76%
アイドン・オーワイ(Aidon Oy)	ユヴァスキュラ	フィンランド	5,112,572	ユーロ	エネル・グリッド	グリットスパタイズ・エスアールエル	100.00%	50.00%
アルバ・エネルジア・エルティーディーエー(Alba Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	16,045,169	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
アルバニー・ソーラー・エルエルシー(Albany Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
アルミロズ・エーピーイー・シングル・メンバー・ピーシー(Almyros Ape Single Member PC)	マロウシ	ギリシャ	20,001	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
アルペ・アドリア・エネルジア・エスアールエル(Alpe Adria Energia Srl)	ウディネ	イタリア	900,000	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アルタ・ファームズ・アズーレ・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
アルタ・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Alta Farms Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アルヴォラーダ・エネルジア・エスエー(Alvorada Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	22,317,416	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
アンプラ・エネルジア・エ・セルヴィソス・エスエー(Ampla Energia e Serviços SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	4,438,230,387	ブラジルレアル	エネル・グリッド 取引 エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	99.83%	82.13%
アナンデール・ソーラー・エルエルシー(Annandale Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%

アピアカス・エネルジア・エスエー(Apiacás Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	14,216,846	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
アキーリャ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aquilla Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アラゴネサ・デ・アクティヴィダデス・エネルジェティカス・エスエーユー(Aragonesa de Actividades Energéticas SAU)	テルエル	スペイン	60,100	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
アラノート・デザロロス・エスエルユー(Aranort Desarrollos SLU)	マドリード	スペイン	3,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アラバリ・スルヤ(プロジェクト1)・プライベート・リミテッド(Aravalli Surya (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	31,630,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
アルカディア・パワー・インク(Arcadia Power Inc.)	ワシントンディーシー	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	0.14%	0.14%
アレナ・グリーン・パワー・1・エスエルユー(Arena Green Power 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・グリーン・パワー・2・エスエルユー(Arena Green Power 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・グリーン・パワー・3・エスエルユー(Arena Green Power 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・グリーン・パワー・4・エスエルユー(Arena Green Power 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・グリーン・パワー・5・エスエルユー(Arena Green Power 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・11・エスエルユー(Arena Power Solar 11 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・12・エスエルユー(Arena Power Solar 12 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・13・エスエルユー(Arena Power Solar 13 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・20・エスエルユー(Arena Power Solar 20 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・33・エスエルユー(Arena Power Solar 33 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・34・エスエルユー(Arena Power Solar 34 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アレナ・パワー・ソーラー・35・エスエルユー(Arena Power Solar 35 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
アロー・ヘッド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Arrow Head Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アロー・ヒルズ・ソーラー・プロジェクト(Arrow Hills Solar Project)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス・II・エーアイイー(Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE)	ヴァンデリョス	スペイン	19,232,400	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	85.41%	59.89%
アテカ・レノバブルズ・エスエル(Ateca Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー デヘサ・デ・ロス・グアダルーペス・ソーラー・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・2・エスエルユー	19.72% 14.93% 15.35%	35.06%
アトランティコ・フォトボルタイク・エスエーエス・イーエスピー(Atlántico Photovoltaic SAS ESP)	バランキヤ	コロンビア	50,587,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
アットウォーター・ソーラー・エルエルシー(Atwater Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Aurora Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	74.13%	74.13%
オーロラ・ランド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Land Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オーロラ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オーロラ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aurora Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オータム・ヒルズ・エルエルシー(Autumn Hills LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
オータム・ワルツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Autumn Waltz Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Energy India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
アヴィキラン・ソーラー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Solar India Private Limited)	ニューデリー	インド	4,918,810,370	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	51.00%	51.00%
アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Surya India Private Limited)	グルグラム	インド	875,350	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	51.00%	51.00%
アヴィキラン・ヴァユ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Vayu India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
アズーレ・ブルー・ジェイ・ホールディングス・エルエルシー(Azure Blue Jay Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Azure Blue Jay Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Solar Project LLC))	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Azure Sky Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

アズーレ・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Azure Sky Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(AzureRanchII Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バイカル・エンタープライズ・エスエルユー(Baikal Enterprise SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
バレアレス・エナジー・エスエルユー(Baleares Energy SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	4,509	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
バーンウェル・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Barnwell County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ベイリオ・ソーラー・エスエルユー(Baylio Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
ビーコン・ハーバー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Beacon Harbor Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ビーヴァー・フォールズ・ウォーター・パワー・カンパニー(Beaver Falls Water Power Company)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー	67.50%	67.50%
ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー(Beaver Valley Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ブジャド・ソーラー・プラント(Bejaad Solar Plant)	カサブランカ	モロッコ	10,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	99.90%	99.90%
ベルテイル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Belltail Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ベロメチェツカヤ・ダブリューピーエス(Belomechetskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	3,010,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
ベトワ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Betwa Renewable Energy Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ビージュー・ヒルズ・ウィンド・エルエルシー(Bijou Hills Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
バイオエナジー・キャセイ・ジェローラ・エスアールエル(Bioenergy Casei Gerola Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
バイソン・メドース・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バイソン・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブレア・ソーラー・I・エルエルシー(Blair Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブランシュ・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルエルシー(Blanche BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブランシュ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
ブランシュ・ビーイーエスエス・トラスト(Blanche BESS Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブランシュ・ホールディング・トラスト	100.00%	50.00%

ブルー・ジェイ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Blue Jay Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブルー・ジェイ・ソーラー・II・エルエルシー(Blue Jay Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブルー・スター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Blue Star Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス(Bogotá ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	1,189,706,920	コロンビアペソ	エネルX	コロンビア・ゼットイー・エスエーエス	100.00%	9.44%
ボイトゥメロ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Boitumelo Solar Power Plant(RF)(Pty)Ltd)	ハウテン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
ボールド・エルク・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Bold Elk Wind Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー(Bondia Energia Ltda)	ニテロイ	ブラジル	2,950,888	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
ブーン・スティーブンス・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Boone Stephens Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ボサ・デル・エブロ・エスエル(Bosa del Ebro SL)	サラゴサ	スペイン	3,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51.00%	35.76%
ボトム・グラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bottom Grass Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブーダー・ウィンド・ファーム(Boujdour Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	90.00%	45.00%
ボルダークーム・ソーラー・ファーム・トラスト(Boulder combe Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・トラスト	100.00%	50.00%
ボルダークーム・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Boulder combe Solar (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
ボックス・キャニオン・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Box Canyon Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ビーピー・ハイドロ・ファイナンス・パートナーシップ(BP Hydro Finance Partnership)	ソルトレークシティ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク エネル・カンザス・エルエルシー	24.08% 75.92%	100.00%
ブランドンビル・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Brandonville Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブラボー・ドーム・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bravo Dome Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラサトルタス・220・レノバブルズ・エスエル(Brazatortas 220 Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー	16.98% 16.98%	23.81%
ブラゾリア・ウェスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazoria West Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラゾス・フラット・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazos Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Brick Road Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブロンコ・ヒルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bronco Hills Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブラッシュ・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー (Brush County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
バック・キャニオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buck Canyon Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バックシューテム・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Buckshutem Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バックシューテム・ソーラー・Ⅱ・エルエルシー(Buckshutem Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バッファロー・デューンズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー (Buffalo Dunes Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Buffalo Dunes Wind Project LLC)	トピカ	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー	75.00%	75.00%
バッファロー・ジャンプ・エルピー (Buffalo Jump LP)	アルバータ	カナダ	10 カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
バッファロー・スプリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Buffalo Spirit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブンガラ・ワン・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala One Finco (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト	100.00%	25.50%
ブンガラ・ワン・オペレーション・ホールディング・トラスト(Bungala One Operation Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	25.00%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	25.50%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala One Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・トラスト(Bungala One Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	25.50%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala One Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	25.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala One Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト(Bungala One Property Trust)	シドニー	オーストラリア	- 豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%

次へ

ブンガラ・トゥー・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Finco (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト	100.00%	25.50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	25.50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Operations Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	25.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・トラスト(Bungala Two Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	25.50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	25.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト(Bungala Two Property Trust)	シドニー	オーストラリア	1	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	25.50%
バーガンディ・スプルース・ソーラー・エルピー(Burgundy Spruce Solar LP)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
ビジネス・ベンチャー・インベストメンツ 1468(ピーティーワイ)エルティーディー(Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
バタフライ・メドウズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Butterfly Meadows Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シーアンドシー・カステルヴェーテーレ・エスアールエル(C&C Castelvetere Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
シーアンドシー・ウノ・エナジー・エスアールエル(C&C Uno Energy Srl)	ローマ	イタリア	118,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
カクタス・メサ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cactus Mesa Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
カンポス・プロモトレス・レノバブルズ・エスエル(Campos Promotores Renovables SL)	エルチェ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	25.30%	17.74%
カナストータ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Canastota Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
キャニー・リヴァー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Caney River Wind Project LLC)	オーヴァーランド・パーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100.00%	10.00%

キャニオン・トップ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Canyon Top Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
キャッスル・ロック・リッジ・リミテッド・パートナーシップ(Castle Rock Ridge Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
カタラナ・ディンシアチブ・エスエー(清算中)(Catalana d ' Iniciatives SA in liquidation)	バルセロナ	スペイン	30,862,800	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	0.94%	0.66%
キャトル・ドライブ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cattle Drive Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シーデック―シック・エルティーディーエー(Cdec - Sic Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	709,783,206	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	6.00%	3.90%
セダー・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cedar Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・ボン・ノーミ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda)	サルバドール	ブラジル	4,979,739	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・サンフランシスコ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda)	ニテロイ	ブラジル	268,128,917	ブラジルレアル	エネルX eモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
セントラル・ハイドラウリカ・グエハル・シエラ・エスエル(Central Hidráulica Güejar-Sierra SL)	グラナダ	スペイン	364,213	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33.30%	23.35%
セントラル・テルミカ・デ・アンリャレス・エーアイイー(Central Térmica de Anllares AIE)	マドリード	スペイン	595,000	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	33.33%	23.37%
セントラル・ブエルタ・デ・オブリガド・エスエー(Central Vuelta de Obligado SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	火力発電取引 サービス	エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	33.20%	17.95%
セントラレス・ヌクレアレス・アルマラズ―トリロ・エーアイイー(Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE)	マドリード	スペイン	-	ユーロ	火力発電取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	24.18%	16.95%
セントラム・プレ・ヴェドゥ・ア・ヴィスクム・エスアールオー(Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	6,639	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
シーイーエス・２・プライベート・カンパニー(CES 2 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%
シーイーエス・３・プライベート・カンパニー(CES 3 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%
シーイーエス・４・プライベート・カンパニー(CES 4 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%
シーイーエス・５・プライベート・カンパニー(CES 5 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%
シーイーエス・６・プライベート・カンパニー(CES 6 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%
シーイーエス・７・プライベート・カンパニー(CES 7 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%

シーイーエス・８・プライベート・カンパニー(CES 8 Private Company)	アテネ	ギリシャ	501	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.20%	0.10%
シーイーエスアイ―チェントロ・エレットロテクニコ・スペリメンターレ・イタリアーノ・ジャチント・モッタ・エスピーエー(CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA)	ミラノ	イタリア	8,550,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	42.70%	42.70%
シャンパーニュ・ストレージ・エルエルシー(Champagne Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
チェッカーボード・プレインズ・ソーラー・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
シャイアン・リッジ・II・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge II Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シャイアン・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ブラック・リヴァー・エルエルシー(Chi Black River LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー(Chi Minnesota Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・オペレーションズ・インク(Chi Operations Inc.)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・パワー・インク(Chi Power Inc.)	ネイプルズ	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・パワー・マーケティング・インク(Chi Power Marketing Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー(Chi West LLC)	サンフランシスコ	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
チナンゴ・エスエーシー(Chinango SAC)	サンミゲル	ペルー	295,249,298	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	80.00%	57.23%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー(Chisago Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー(Chisholm View II Holding LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Chisholm View Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー	62.79%	62.79%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Chisholm View Wind Project LLC)	ニューヨーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
シマロン・ベンド・アセッツ・エルエルシー(Cimarron Bend Assets LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅰ・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・III・エルエルシー エネル・カンザス・エルエルシー	49.00% 49.00% 1.00% 1.00%	100.00%

シマロン・ベンド・III・ホールドシーオー・エルエルシー(Cimarron Bend III HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cimarron Bend Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings I LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings II LLC)	ドーヴァー	米国	100 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・I・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project I LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・III・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project III LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・III・エルエルシー	100.00%	100.00%
シンチ・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cinch Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サイファ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cipher Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シティポスト・ペイメント・デジタル・エスアールエル(CityPoste Payment Digital Srl)	モシャーノ・サンタンジェロ	イタリア	10,000 ユーロ	エネルX	ムーニー・エスピーエー	100.00%	50.00%
クリア・フォーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Clear Fork Solar Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
クリア・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clear Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クリントン・ファームス・バッテリー・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Battery Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
クリントン・ファームス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
クリントン・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クラウドウォーカー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cloudwalker Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コジェイン・サンニオ・エスアールエル(Cogein Sannio Srl)	ローマ	イタリア	10,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

コジェネラシオン・エル・サルト・エスエル(清算中)(Cogeneración el Salto SL in liquidation)	サラゴサ	スペイン	36,061	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	20.00%	14.02%
コジェニオ・イベリア・エスエル(Cogenio Iberia SL)	マドリード	スペイン	2,874,622	ユーロ	エネルX	エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー	20.00%	14.02%
コジェニオ・エスアールエル(Cogenio Srl)	ローマ	イタリア	2,310,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・イタリア・エスアールエル	20.00%	20.00%
コフナ・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コフナ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00 %
コフナ・ソーラー・ファーム・トラスト(Cohuna Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	1	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コフナ・ホールディングス・トラスト	100.00%	50.00 %
コロンビア・ゼットイー・エスエーエス(Colombia ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	11,872,499,000	コロンビアペソ	エネルX	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	20.00%	9.44%
コマンチェ・クレスト・ランチ・エルエルシー(Comanche Crest Ranch LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
コメルシアリザドラ・エレクトリカ・ディ・カディス・エスエー(Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	600,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	33.50%	23.49%
コンパニア・ポルト・ディ・チヴィタベッキア・エスピーエー(清算中)(Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidation)	ローマ	イタリア	15,130,800	ユーロ	火力発電	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	24.34%	24.34%
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラーコエルチェ(Companhia Energética do Ceará - Coelce)	フォルタレザ	ブラジル	1,282,346,886	ブラジルレアル	エネル・グリッド エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	74.05%	60.92%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスール・エスエー―シーティーエム(Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,025,191,313	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー エネル・エスピーエー	74.15% 25.85% 0.00%	82.27%
コンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシー(Compañía Energética Veracruz SAC)	サンミゲル	ペルー	37,721,314	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	82.27%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー(Compañía Eólica Tierras Altas SA)	ソリア	スペイン	13,222,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5.00% 35.63%	26.29%
コンパス・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Compass Rose Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コンチェルト・エスアールエル(Concert Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	火力発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
コンチョ・ソーラー・I・エルエルシー(Concho Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
コンコード・ヴァイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Concord Vine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コンソリデイティッド・ハイドロ・サウスイースト・エルエルシー(Consolidated Hydro Southeast LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
コンソリデイティッド・パンプト・ストレージ・インク(Consolidated Pumped Storage Inc.)	ウィルミントン	米国	550,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	81.83%	81.83%
コンザ・グリーン・エナジー・エスアールエル(Conza Green Energy Srl)	ローマ	イタリア	73,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

コッパー・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Copper Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コーポラシオン・エンプレサリアル・デ・エクストレマデュラ・エスエー(Corporación Empresarial de Extremadura SA)	バダホス	スペイン	44,538,000	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	1.01%	0.71%
コーポラシオン・エオリカ・デ・サラゴサ・エスエル(Corporación Eólica de Zaragoza SL)	ラ・プエブラ・デ・アルフィンデン	スペイン	271,652	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	25.00%	17.53%
カントリー・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Country Roads Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
カウ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cow Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クレディト・ファシル・コデンサ・エスエー・カンパニア・デ・フィナンシアミエント(清算中)(Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento in liquidation)	ボゴタ	コロンビア	32,000,000,000	コロンビアペソ	エネルX	コロンビア・ゼットイー・エスエーエス エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	0.00% 48.99% 0.00%	23.12%
クロケット・ソーラー・I・エルエルシー(Crockett Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
デイリー・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dairy Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
デイジー・パッチ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Daisy Patch Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ダナックス・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Danax Energy (Pty) Ltd)	サンドトン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ダップルド・コルト・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Dappled Colt Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
ドーフィン・ソーラー・I・エルエルシー(Dauphin Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
デイブレイク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Daybreak Wind Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
デシマルフィギュア―ユニペソアル・エルティーディーエー(Decimalfigure - Unipessoal Ltda)	ペゴ	ポルトガル	2,000	ユーロ	火力発電	テージョ・エネルジア―プロダクシオン・エ・ディストリビュシオン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー	100.00%	30.68%
デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー(Dehesa de los Guadalupes Solar SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・03・エスエルユー(Dehesa PV Farm 03 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・04・エスエルユー(Dehesa PV Farm 04 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
デリヴェックス・エスエー(Derivex SA)	ボゴタ	コロンビア	938,734,000	コロンビアペソ	ファイナンス	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	5.20%	2.46%
デサリョーリョ・デ・フエルザス・レノバブルズ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	53,104,350	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・サービシズ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%

デザート・ウィロー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Desert Willow Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ディーアイティーエヌイー―ディストレット・テクノロジコ・ナツィオナーレ・スル・エネルジア―ソシエタ・コンソルティレ・ア・レスポンサビリタ・リミタータ(DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata)	ローマ	イタリア	451,878	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1.79%	1.79%
ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー(Diamond Vista Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ダイアモンド・ヴィスタ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Diamond Vista Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ディスパッチ・リニュアブル・エナジー・ソシエテ・アノニム(Dispatch Renewable Energy Societe Anonyme)	イラクリオン、クレタ島	ギリシャ	740,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.00%	0.00%
ディストレット・テクノロジコ・シシリア・ミクロ・エ・ナノ・システミ・エスシーエーアールエル(Distretto Tecnologico Sicilia Micro e Nano Sistemi Scarl)	カターニア	イタリア	628,978	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	３エスユーエヌ・エスアールエル	5.56%	5.56%
ディストリビュイドラ・デ・エネルジア・エレクトリカ・デル・バジェス・エスエー(Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA)	バルセロナ	スペイン	108,240	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	55.00% 45.00%	70.12%
ディストリビィドラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルス・エスエーユー(Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SAU)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	12,621,210	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
ディストリレック・インベルソラ・エスエー(Distrilec Inversora SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	497,612,021	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	51.50%	42.37%
ドッジ・センター・ディストリビューディッド・ソーラー・エルエルシー(Dodge Center Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ドロレス・ウィンド・エスエー・デ・シーヴイ(Dolores Wind SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	4,151,197,627	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	1.00% 99.00%	100.00%
ドミニカ・エネルジア・リンピア・エスエー・デ・シーヴイ(Dominica Energía Limpia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,070,600,646	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
ドルセット・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dorset Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ドーヴァー・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Dover Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ドラゴンフライ・フィールズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Dragonfly Fields Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Drift Sand Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	50.00%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Drift Sand Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ドワルカ・ヴァユ・１・プライベート・リミテッド(Dwarka Vayu 1 Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%

次へ

イーエスシーオー・コミュニ・エスアールエル(E.S.CO. Comuni Srl)	ベルガモ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・イタリア・エスアールエル	60.00%	60.00%
アースリー・リフレクションズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Earthly Reflections Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イースターン・ライズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Eastern Rise Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー(Eastwood Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
エベネーザ・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Ebenezer Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エコソーラー2・プライベート・カンパニー(Ecosolar2 Private Company)	グレヴェナ	ギリシャ	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.10%	0.10%
エドガータウン・デポ・ソーラーⅠ・エルエルシー(Edgartown Depot Solar 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー(Edistribución Redes Digitales SLU)	マドリード	スペイン	1,204,540,060	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー(e-distribuzione SpA)	ローマ	イタリア	2,600,000,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
イーエフ・ディベスチャー・エルエルシー(EF Divesture LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
イフィチエンチャ・エスアールエル(Efficientya Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(EGP Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10,000	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
イージーピー・ビーイーエスエス・1(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(EGP BESS 1 (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
イージーピー・バイオエナジー・エスアールエル(EGP Bioenergy Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
イージーピー・フォトヴォルタイカ・ラ・ロマ・エスエーエス(清算中)(EGP fotovoltaica La Loma SAS in liquidation)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク(EGP Geronimo Holding Company Inc)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・ガルフスター・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(EGP GulfStar Solar PPA LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・1・エルエルシー(EGP HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・10・エルエルシー(EGP HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGP HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGP HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピー・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGP HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGP HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・15・エルエルシー(EGP HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・16・エルエルシー(EGP HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・17・エルエルシー(EGP HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・18・エルエルシー(EGP HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・２・エルエルシー(EGP HoldCo 2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・３・エルエルシー(EGP HoldCo 3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・４・エルエルシー(EGP HoldCo 4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・５・エルエルシー(EGP HoldCo 5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・６・エルエルシー(EGP HoldCo 6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・７・エルエルシー(EGP HoldCo 7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・８・エルエルシー(EGP HoldCo 8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドシーオー・９・エルエルシー(EGP HoldCo 9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(EGP Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,258,077,873	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.50% 0.50%	100.00%
イージーピー・マテンバ・ニューシーオー・１・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50.00%	50.00%
イージーピー・マテンバ・ニューシーオー・２・エスアールエル(EGP Matimba NewCo 2 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
イージーピー・ネバダ・パワー・エルエルシー(EGP Nevada Power LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー(EGP North America PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・サバウディア・エスアールエル(EGP Sabaudia Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

イージーピー・ソルト・ウェルズ・ソーラー・エルエルシー(EGP Salt Wells Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・サン・レアンドロ・マイクログリッド・Ｉ・エルエルシー(EGP San Leandro Microgrid I LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・ソーラー・サービシズ・エルエルシー(EGP Solar Services LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ソーラー・ヴイ・エスエーユー(EGP Solar V SAU)	サン・サルバドール・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アルジェンチーナ	100.00%	82.27%
イージーピー・ソーラー・ヴイアイ・エスエーユー(EGP Solar VI SAU)	サン・サルバドール・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アルジェンチーナ	100.00%	82.27%
イージーピー・スティルウォーター・ソーラー・エルエルシー(EGP Stillwater Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・スティルウォーター・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・スティルウォーター・ソーラー・ピーヴイ・Ⅱ・エルエルシー(EGP Stillwater Solar PV II LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・テッラチーナ・01・エスアールエル(EGP Terracina 01 Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
イージーピー・テッラチーナ・02・エスアールエル(EGP Terracina 02 Srl)	ローマ	イタリア	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
イージーピー・ティンバー・ヒルズ・プロジェクト・エルエルシー(EGP Timber Hills Project LLC)	ロサンゼルス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーイー・ソーラー・２・エスエルユー(EGPE Solar 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・１・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・10・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・11・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・12・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・13・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・14・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・15・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・16・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・17・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホールドシーオー・18・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・19・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・２・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・20・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・21・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・22・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・23・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・24・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・25・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・26・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・27・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・28・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・29・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・３・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・30・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・４・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・５・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・６・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・７・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・８・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァードシーオー・９・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・１・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・10・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・11・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・12・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・13・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・14・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・15・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・16・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・17・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・18・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・19・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・２・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・20・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・３・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・４・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・５・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・６・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・７・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・８・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2023・ホール アンドーヴァードシーオー・９・エルエルシー(EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC)	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・ディベロップ ウィルミントンメント・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Development Holdings LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・ハイドロ・　ウィルミントンホールディングス・エルエルシー(EGPNA Hydro Holdings LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・1・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 1 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・2・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 2 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・5・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 5 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・6・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 6 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドシーオー・7・エルエルシー(EGPNA Project HoldCo 7 LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー(EGPNA Renewable Energy Partners LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	10.00%	10.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー	100.00%	10.00%
イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・1・エルエルシー(EGPNA Wind Holdings 1 LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
イージーピーエヌエー・エスピー・セブン・カウボーイ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エルコガス・エスエー(清算中) (Elcogas SA in liquidation)	プエルトリャノ	スペイン	809,690	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー エネル・エスピーエー	40.99% 4.32%	33.06%
エレクガス・エスエー(Elecgas SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50.00%	35.06%
エレクトラ・キャピタル(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Electra Capital (RF) (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
エレクトリカ・デ・ハフレ・エスエー(Eléctrica de Jafre SA)	バルセロナ	スペイン	165,876	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	52.54% 47.46%	70.12%
エレクトリカ・デ・リハー・エスエル(Eléctrica de Lijar SL)	カディス	スペイン	1,081,822	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	50.00%	35.06%
エレクトリカ・デル・エブロ・エスエーユー(Eléctrica del Ebro SAU)	バルセロナ	スペイン	500,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%

エレクトリシダッド・デ・プエルト・レアル・エスエー(Electricidad de Puerto Real SA)	プエルトレアル	スペイン	4,960,246	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	50.00%	35.06%
エレクトロメタルジカ・デル・エブロ・エスエル(Electro Metalúrgica del Ebro SL)	マドリード	スペイン	2,906,862	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0.18%	0.12%
エレクトロテスト・インスタラシオネス・モンタヘス・イ・マンテニミエントス・エスエル(Electrotest Instalaciones Montajes y Mantenimientos SL)	プエルトレアル	スペイン	10,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エプレサ・エネルジア・エスエー	50.00%	17.53%
エレクトロパウロ・メトロポリターナ・エレクトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー(Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)	サンパウロ	ブラジル	3,079,524,934	ブラジルレアル	エネル・グリッド エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エメラルド・クレセント・ソーラー・リミテッド・パートナーシップ(Emerald Crescent Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
エメルー・ビーイーエスエス(ピーティーワイ)エルティーディー(Emeroo BESS (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エメルー・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エミンテグラル・サイクル・エスエルユー(Emintegral Cycle SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エンプレサ・カルボニフェラ・デル・スール―エンカスール・エスエーユー(Empresa Carbonífera del Sur - ENCASUR SAU)	マドリード	スペイン	18,030,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・ディストリビュシオン・エスエーユー (Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU)	セウタ	スペイン	9,335,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー	100.00%	67.61%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エネルジア・エスエルユー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU)	セウタ	スペイン	10,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100.00%	70.12%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA)	セウタ	スペイン	16,562,250	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	96.42%	67.61%
エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスール(Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	898,585,028	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX eモビリティ	ディストリレック・インベルソラ・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	56.36% 43.10%	59.33%
エンプレサ・エレクトリカ・ペフエンチェ・エスエー(Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	175,774,920,733	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	92.65%	56.27%
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー(Empresa Propietaria de la Red SA)	パナマシティ	パナマ	58,500,000	米ドル	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%
イーエヌ・ソーラー・4・シングル・メンバー・プライベート・カンパニー(EN. Solar 4 Single Member Private Company)	マロウシ	ギリシャ	1,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
エンデサ・キャピタル・エスエーユー(Endesa Capital SAU)	マドリード	スペイン	60,200	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・エネルジア・レノバブル・エスエルユー(Endesa Energía Renovable SLU)	マドリード	スペイン	100,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100.00%	70.12%
エンデサ・エネルジア・エスエーユー(Endesa Energía SAU)	マドリード	スペイン	14,445,576	ユーロ	取引 エンドユーザー市場 エネルX	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%

前へ　次へ

エンデサ・フィナンシアシオン・フィリアレス・エスエーユー(Endesa Financiación Filiales SAU)	マドリード	スペイン	4,621,003,006	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエーユー(Endesa Generación II SAU)	セビリア	スペイン	63,107	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・ニュークリア・エスエーユー(Endesa Generación Nuclear SAU)	セビリア	スペイン	60,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー(Endesa Generación Portugal SA)	リスボン	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・エネルジア・エスエーユー エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	0.20% 99.20% 0.60%	70.12%
エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー(Endesa Generación SAU)	セビリア	スペイン	1,940,379,735	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー(Endesa Ingeniería SLU)	セビリア	スペイン	965,305	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー(Endesa Medios y Sistemas SLU)	マドリード	スペイン	89,999,790	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・モビリティ・エスエルユー(Endesa Mobility SLU)	マドリード	スペイン	10,000,000	ユーロ	eモビリティ	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサ・オペラシオネズ・イ・セルヴィシオス・コメルシアレス・エスエルユー(Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU)	マドリード	スペイン	10,138,580	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100.00%	70.12%
エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー(Endesa X Servicios SLU)	マドリード	スペイン	32,396	ユーロ	エネルX eモビリティ	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エンデサX・ウェイ・エスエル(Endesa X Way SL)	マドリード	スペイン	600,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エンデサ・モビリティ・エスエルユー エネルX・ウェイ・エスアールエル	49.00% 51.00%	85.36%
エンデサ・エスエー(Endesa SA)	マドリード	スペイン	1,270,502,540	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エンデサ・エスエー エネル・イベリア・エスアールエルユー	0.02% 70.10%	70.12%
エネル・アルバータ・ソーラー・インク(Enel Alberta Solar Inc.)	カルガリー	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%
エネル・アルバータ・ストレージ・インク(Enel Alberta Storage Inc.)	カルガリー	カナダ	1	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%
エネル・アルバータ・ウィンド・インク(Enel Alberta Wind Inc)	アルバータ	カナダ	16,251,021	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%
エネル・アメリカス・エスエー(Enel Américas SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	15,799,226,825	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	82.27%	82.27%
エネル・アルジェンティーナ・エスエー(Enel Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,297,711,908	アルゼンチンペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	99.92% 0.08%	82.25%
エネル・ベラ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Enel Bella Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
エネル・ブラジル・エスエー(Enel Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	43,393,413,243	ブラジルレアル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	99.61% 0.39%	82.27%

エネル・チリ・エスエー(Enel Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,882,103,470,184	チリペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	64.93%	64.93%
エネル・シーアイイーエヌ・エスエー(Enel CIEN SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	285,044,682	ブラジルレアル	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・コリナ・エスエー(Enel Colina SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	82,222,000	チリペソ	エネル・グリッド	エネル・チリ・エスエー エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	0.00% 100.00%	64.34%
エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー(Enel Colombia SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	655,222,312,800	コロンビアペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	57.34%	47.18%
エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー(Enel Costa Rica CAM SA)	サン・ホセ	コスタリカ	27,500,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
エネル・コーヴ・フォート・II・エルエルシー(Enel Cove Fort II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・コーヴ・フォート・エルエルシー(Enel Cove Fort LLC)	ビーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー(Enel Distribución Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	177,568,664,063	チリペソ	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX eモビリティ	エネル・チリ・エスエー	99.09%	64.34%
エネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー(Enel Distribución Perú SAA)	サンミゲル	ペルー	3,033,046,862	ペルーソル	エネル・グリッド エンドユーザー市場 エネルX eモビリティ	エネル・ペルー・エスエーシー	83.15%	68.41%
エネル・エネルジア・エスピーエー(Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・エネルジア・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Energia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	25,000,100	メキシコペソ	取引 エンドユーザー市場	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・エナジー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Energy Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	200,100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・イリノイ・エルエルシー(Enel Energy North America Illinois LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・オハイオ・エルエルシー(Enel Energy North America Ohio LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・ペンシルベニア・エルエルシー(Enel Energy North America Pennsylvania LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・テキサス・エルエルシー(Enel Energy North America Texas LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Energy North America LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エンドユーザー市場	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・サウス・アフリカ(Enel Energy South Africa)	ウィルミントン	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%

エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)(Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly EGP Energy Storage Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	火力発電 エネルX	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・エッレ・エスピーエー(Enel Erre SpA)	ローマ	イタリア	3,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー(Enel Finance America LLC)	ウィルミントン	米国	200,000,000	米ドル	ファイナンス	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ(Enel Finance International NV)	アムステルダム	オランダ	1,478,810,371	ユーロ	ファイナンス	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル エネル・エスピーエー	75.00% 25.00%	100.00%
エネル・フォーチュナ・エスエー(Enel Fortuna SA)	パナマシティ	パナマ	100,000,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	50.06%	23.62%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#1・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#10・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#11・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#12・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#13・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#14・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#15・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#16・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#17・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#18・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#19・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #19 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#2・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#20・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #20 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#3・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#4・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#5・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#6・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#7・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#8・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#9・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー(Enel Generación Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	552,777,320,871	チリペソ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・チリ・エスエー	93.55%	60.74%
エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー(Enel Generación El Chocón SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	18,321,776,559	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルジェンティーナ・エスエー ハイドロインベスト・エスエー	8.67% 59.00%	54.07%
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー(Enel Generación Perú SAA)	サンミゲル	ペルー	3,134,886,677	ペルーソル	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ペルー・エスエーシー	20.46% 66.49%	71.54%
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー(Enel Generación Piura SA)	サンミゲル	ペルー	249,202,667	ペルーソル	火力発電 取引 エンドユーザー市場	エネル・ペルー・エスエーシー	96.50%	79.39%
エネル・ジェネラシオン・エスエーデ・シーヴイ(Enel Generación SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,100,100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・ジオサーマル・エルエルシー(Enel Geothermal LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル(Enel Global Services Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー(Enel Global Trading SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000	ユーロ	取引	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アルジェンティーナ(Enel Green Power Argentina)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	463,577,761	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・01・エスエー(Enel Green Power Aroeira 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	334,518,402	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・02・エスエー(Enel Green Power Aroeira 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・03・エスエー(Enel Green Power Aroeira 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・04・エスエー(Enel Green Power Aroeira 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	430,299,146	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.97% 0.03%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・05・エスエー(Enel Green Power Aroeira 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・06・エスエー(Enel Green Power Aroeira 06 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,511,002	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・07・エスエー(Enel Green Power Aroeira 07 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・08・エスエー(Enel Green Power Aroeira 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト(Enel Green Power Australia Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ブルー・ジェイ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アズーレ・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブランシュ・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Blanche Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ブランシュ・ホールディングス・トラスト(Enel Green Power Blanche Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・01・エルティーディーエー(Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda)	サルバドル	ブラジル	3,554,607	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	リオデジャネイロ	ブラジル	42,890,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・ホールディング(ピーティーワイ)・エルティーディー(Enel Green Power Bouldercombe Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ボルダークーム・トラスト(Enel Green Power Bouldercombe Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%

エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・トラスト(Enel Green Power Bungala Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・カベカ・デ・ボイ・エスエー(Enel Green Power Cabeça de Boi SA)	ニテロイ	ブラジル	270,114,539	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー(Enel Green Power Cachoeira Dourada SA)	カショエイラ・ドゥラダ	ブラジル	64,339,836	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー	99.61% 0.15%	82.07%
エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク(Enel Green Power Canada Inc.)	モントリオール	カナダ	85,681,857	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・セラド・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Cerrado Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー(Enel Green Power Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	842,121,531	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・チリ・エスエー エネル・エスピーエー	99.99% 0.01%	64.93%
エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー(Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コフナ・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	3,419,700	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・コフナ・トラスト(Enel Green Power Cohuna Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・コヴ・フォート・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Cove Fort Solar LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クリスタル・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Cristal Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	87,784,899	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.63% 1.37%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru 01 SA)	ニテロイ	ブラジル	204,653,591	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru 02 SA)	ニテロイ	ブラジル	107,601,273	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・03・エスエー(Enel Green Power Cumaru 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	225,021,296	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・04・エスエー(Enel Green Power Cumaru 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	230,869,708	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・05・エスエー(Enel Green Power Cumaru 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	180,208,001	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.94% 0.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・クマル・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Cumaru Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ダマスセナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Damascena Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	83,709,003	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.16% 0.84%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・エー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina A Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	284,062,483	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ビー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina B Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	93,068,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・シー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina C Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	31,105,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ディー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina D Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	105,864,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・イー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	105,936,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー(Enel Green Power Desenvolvimento Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	61,617,590	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル(Enel Green Power Development Srl)	ローマ	イタリア	20,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ダイアモンド・ヴィスタ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ドイス・リアチョス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	83,347,009	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー(Enel Green Power Egypt SAE)	カイロ	エジプト	250,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Green Power El Salvador SA de Cv)	エルサルバドル	エルサルバドル	22,860	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.04% 99.96%	99.99%
エネル・グリーン・パワー・エルクウォーター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エルムスソープ・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・エメルー・ホールディング（ピーティーワイ）エルティーディー(Enel Green Power Emeroo Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・エミリアーナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Emiliana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	97,191,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.35% 1.65%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・ソーラー・１・エスエルユー(Enel Green Power España Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー(Enel Green Power España SLU)	マドリード	スペイン	11,153	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Esperança Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	99,418,174	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.89% 1.11%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・エストニアン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Estonian Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ファゼンダ・エスエー(Enel Green Power Fazenda SA)	ニテロイ	ブラジル	264,141,174	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Flat Rocks One Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディング・トラスト(Enel Green Power Flat Rocks One Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・２・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	183,315,219	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・３・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,001,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Fontes II Participações SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Fontes Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ガナード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー (Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ガーガー・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%

エネル・グリーン・パワー・ガーガー・トラスト(Enel Green Power Girgarre Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ(Enel Green Power Global Investment BV)	アムステルダム	オランダ	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ハドロス・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership)	-	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー(Enel Green Power Hellas SA)	マルーシ	ギリシャ	40,187,850	ユーロ	取引エネル・グリーン・パワー	ヘラス・アールイーエス・ホールディングス・シングル・メンバー・ソシエテ・アノニム	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー(Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	13,357,770	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ヘラ・アール―エス・ソシエテ・アノニム	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー(Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	140,669,641	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・エイチエフ101・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power HF101 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヒルトッパー・ウィンド・エルエルシー(旧名称：ヒルトッパー・ウィンド・パワー・エルエルシー)(Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (formerly Hilltopper Wind Power LLC))	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ホールディング・クロコダイル・クリーク(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Holding Crocodile Creek (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ホリゾンテ・エムピー・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Horizonte MP Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	431,566,053	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.01% 99.99%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(Enel Green Power India Private Limited)	ニューデリー	インド	200,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル(Enel Green Power Italia Srl)	ローマ	イタリア	272,000,000	ユーロ	取引エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ノルテ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	219,806,646	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.08% 99.92%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	227,810,333	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・スル・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	408,949,643	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ジョアナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Joana Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	90,259,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.33% 1.67%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ケニア・リミテッド(Enel Green Power Kenya Limited)	ナイロビ	ケニア	100,000	ケニア シリング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コレア・エルエルシー(Enel Green Power Korea LLC)	ソウル	大韓民国	7,880,000,000	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・01・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・02・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・03・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・04・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・05・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・06・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・07・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・08・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・09・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・10・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 10 SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・11・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 11 SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・12・エスエー(Enel−Green Power Lagoa do Sol 12 SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・13・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 13 SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa II Participações SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・III・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa III Participações SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ラゴア・パルティチパソエス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・45・エスエー)(Enel Green Power Lagoa Participações SA (formerly Enel Green Power Projetos 45 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・マニソバ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Maniçoba Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	90,722,530	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.20% 0.80%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・マティンバ・エスアールエル(清算中) (Enel Green Power Matimba Srl in liquidation)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・メテハラ・ソーラー・プライベート・リミテッド・カンパニー(Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company)	-	エチオピア	5,600,000	エチオピアブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー	80.00%	80.00%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel Green Power México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	10,595,218,475	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	66.67% 33.33%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エムエム・ゲーエムベーハー・アンド・シーオー・ケージー(Enel Green Power MM GmbH & Co.KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・Ⅰ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo I Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	70,842,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・Ⅱ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo II Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	63,742,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル(Enel Green Power Morocco Sàrl)	カサブランカ	モロッコ	839,000,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・Ⅰ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	248,138,287	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・Ⅱ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	206,050,114	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・ソーラー・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・Ⅲ・パルティチパソエス・エスエー)(Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・02・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・03・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・モーロ・ノルト・04・エスエー(Enel Green Power Morro Norte 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・モウラン・エスエー(Enel Green Power Mourão SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	25,600,100	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ナミビア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd)	ウィントフック	ナミビア	10,000	ナミビアドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー(Enel Green Power North America Development LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク(Enel Green Power North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・01・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・02・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・03・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・04・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・05・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・06・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・07・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・08・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・09・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・10・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 10 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・11・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・09・エスエー) (Enel Green Power Nova Olinda 11 SA (formerly Enel Green Power Aroeira 09 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・12・エスエー(Enel Green Power Nova Olinda 12 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ノヴァ・オリンダ・13・エスエー(旧名称：エネル・ブラジル・セントラル・エスエー)(Enel Green Power Nova Olinda 13 SA (formerly Enel Brasil Central SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	10,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・01・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 01 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・02・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・03・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・04・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 04 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・05・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 05 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・06・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 06 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・07・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 07 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ノヴォ・ラパ・08・エスエー(Enel Green Power Novo Lapa 08 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・オー&エム・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power O&M Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ・エスエー(Enel Green Power Paranapanema SA)	ニテロイ	ブラジル	162,567,500	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル(Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・パウ・フェッロ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	74,124,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	97.92% 2.08%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ペドラ・ド・ジェロニモ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	119,319,528	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.25% 1.75%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー11・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO11 GmbH & Co.KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー133・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO133 GmbH & Co.KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ピーオー25・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power PO25 GmbH & Co. KG))	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・プリマヴェラ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Primavera Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	95,674,900	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.50% 1.50%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル(Enel Green Power Puglia Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クオーン・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Quorn Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・オーストラリア(ピーワイティー)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・クオーン・ホールディング・トラスト(Enel Green Power Quorn Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・アールエー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power RA SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(旧名称：ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー)(Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (formerly Rattlesnake Creek Wind Project LLC))	デラウェア	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ローズランド・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Roseland Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	25ローズファームス・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・マティンバ・ニューコ・1・エスアールエル	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA 2(RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	120	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー(Enel Green Power Rus Limited Liability Company)	モスクワ	ロシア連邦	60,500,000	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー(Enel Green Power SpA)	ローマ	イタリア	272,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・サルト・アピアカス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ダマスセナ・エオリカ・エスエー)(Enel Green Power Salto Apiacás SA(formerly Enel Green Power Damascena Eólica SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	274,420,832	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サンニオ・エスアールエル(Enel Green Power Sannio Srl)	ローマ	イタリア	750,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・アブラオ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Abraão Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	91,300,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・02・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 02 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーンーパワー・サン・シリオ・03・エスエー(Enel Green Power São Cirilo 03 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・10) (Enel Green Power São Gonçalo 01 SA (formerly Enel Green Power Projetos 10))	テレジーナ	ブラジル	81,960,397	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・02・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・11) (Enel Green Power São Gonçalo 02 SA (formerly Enel Green Power Projetos 11))	テレジーナ	ブラジル	82,268,019	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・07・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・42・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (formerly Enel Green Power Projetos 42 SA))	テレジーナ	ブラジル	114,522,005	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・08・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・43・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 43 SA))	テレジーナ	ブラジル	109,281,818	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・10・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・15)(Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 15))	テレジーナ	ブラジル	82,871,484	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・11・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・44・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 44 SA))	テレジーナ	ブラジル	114,475,155	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・12・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・22・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (formerly Enel Green Power Projetos 22 SA))	テレジーナ	ブラジル	108,022,915	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・14(Enel Green Power São Gonçalo 14)	テレジーナ	ブラジル	147,279,288	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・15(Enel Green Power São Gonçalo 15)	テレジーナ	ブラジル	120,057,469	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・17・エスエー(Enel Green Power Sao Goncalo 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,007,043	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・18・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・13・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 18 SA(formerly Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA))	テレジーナ	ブラジル	120,981,744	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・19・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	122,467,789	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・16)(Enel Green Power São Gonçalo 21 SA(formerly Enel Green Power Projetos 16))	テレジーナ	ブラジル	99,994,198	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・22・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・30)(Enel Green Power São Gonçalo 22 SA(formerly Enel Green Power Projetos 30))	テレジーナ	ブラジル	99,787,960	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・3・エスエー (Enel Green Power São Gonçalo 3 SA)	テレジーナ	ブラジル	91,324,686	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・4・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・13)(Enel Green Power São Gonçalo 4 SA(formerly Enel Green Power Projetos 13))	テレジーナ	ブラジル	90,925,258	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・5・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・15)(Enel Green Power São Gonçalo 5 SA(formerly Enel Green Power Projetos 15))	テレジーナ	ブラジル	98,230,525	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・6・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・19・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 6 SA(formerly Enel Green Power Projetos 19 SA))	テレジーナ	ブラジル	183,602,691	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ジュダス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Judas Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	82,674,900	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.26% 1.74%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・９・エスエー)(Enel Green Power São Micael 01 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 9 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.10% 99.90%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・02・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・13)(Enel Green Power São Micael 02 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 13))	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.10% 99.90%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・03・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・16・エスエー)(Enel Green Power São Micael 03 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 16 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・ブラジル・エスエー	0.10% 99.90%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・04・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・20・エスエー)(Enel Green Power São Micael 04 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 20 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・05・エスエー(Enel Green Power São Micael 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・サービシズ・エルエルシー(Enel Green Power Services LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスエイチユー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power Shu SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・シンガポール・ピーティーイー・エルティーディー(Enel Green Power Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	8,000,000	シンガポールドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル(Enel Green Power Solar Energy Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー(Enel Green Power Solar Metehara SpA)	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)(Enel Green Power Solar Ngonye SpA (formerly Enel Green Power Africa Srl))	ローマ	イタリア	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・マティンバ・ニューコ・２・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ・３(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・スウィフト・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Swift Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・タカイコ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Tacaicó Eólica SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	50,034,360	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	97.87% 2.13%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・テフヌト・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power Tefnut SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ(Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	37,141,108	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ユービー33・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	75,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ユービー43・ゲーエムベーハー・アンド・シーオー・ケージー (Enel Green Power UB43 GmbH & Co. KG)	ベルリン	ドイツ	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA)	テレジーナ	ブラジル	182,273,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・10・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・21)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 21))	テレジーナ	ブラジル	122,100,849	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・11・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・23)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 23))	テレジーナ	ブラジル	132,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・14・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・24)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (formerly Enel Green Power Projetos 24))	テレジーナ	ブラジル	198,554,956	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・15・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・25)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (formerly Enel Green Power Projetos 25))	テレジーナ	ブラジル	125,100,849	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・17・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・26)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 26))	テレジーナ	ブラジル	152,022,288	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・19・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・27)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (formerly Enel Green Power Projetos 27))	テレジーナ	ブラジル	95,587,248	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・2・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA)	テレジーナ	ブラジル	299,922,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・20・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・28)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (formerly Enel Green Power Projetos 28))	テレジーナ	ブラジル	92,895,409	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・29) (Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (formerly Enel Green Power Projetos 29))	テレジーナ	ブラジル	85,179,410	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・３・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・４)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (formerly Enel Green Power Projetos 4))	テレジーナ	ブラジル	99,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・４・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・６)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (formerly Enel Green Power Projetos 6))	テレジーナ	ブラジル	100,732,205	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・５・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・７)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (formerly Enel Green Power Projetos 7))	テレジーナ	ブラジル	84,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・６・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・８)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (formerly Enel Green Power Projetos 8))	テレジーナ	ブラジル	83,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・７・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・９)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (formerly Enel Green Power Projetos 9))	テレジーナ	ブラジル	81,245,806	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・８・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・18)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (formerly Enel Green Power Projetos 18))	テレジーナ	ブラジル	91,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・９・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・20)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (formerly Enel Green Power Projetos 20))	テレジーナ	ブラジル	118,786,606	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・12(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・36)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (formerly Enel Green Power Projetos 36))	テレジーナ	ブラジル	94,727,364	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・13・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・17・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (formerly Enel Green Power Projetos 17 SA))	テレジーナ	ブラジル	77,496,725	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・16・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・38・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 38 SA))	テレジーナ	ブラジル	89,917,563	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・18・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・47・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (formerly Enel Green Power Projetos 47 SA))	テレジーナ	ブラジル	86,496,703	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・08・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・34・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 34 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	173,154,501	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・1・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・フォンテ・ドス・ヴェントス・1・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (formerly Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・13(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・33・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (formerly Enel Green Power Projetos 33 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	221,832,010	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・15・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	152,494,014	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・16・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・35・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 35 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,013	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・17・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・31・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 31 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	252,240,013	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・37・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA(formerly Enel Green Power Projetos 37 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	225,898,777	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.67% 0.00%	81.18%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・22・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・39・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (formerly Enel Green Power Projetos 39 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	124,625,154	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・25・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・40・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (formerly Enel Green Power Projetos 40 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	171,324,008	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・26・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・41・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (formerly Enel Green Power Projetos 41 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	344,251,126	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・3・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・7・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ラジェド・アルト・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (formerly Enel Green Power Lagedo Alto SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・パルティチパソエス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・クマル・06・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (formerly Enel Green Power Cumaru 06 SA))	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・2・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・01・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	383,436,551	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・02・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	369,758,651	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・03・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,576,701	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・04・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	379,980,531	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・05・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	362,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・06・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.96% 0.04%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・07・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・08・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	337,473,758	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・11・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	318,740,451	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	353,284,551	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	298,952,101	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・18・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	332,473,759	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・19・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・22・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・26・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・29・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA)	テレジーナ	ブラジル	262,501,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・フェアヴァルトゥング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Verwaltungs GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ベトナム・エルエルシー(コン・ティーワイ・ティーエヌエイチエイチ・エネル・グリー・パワー・ベトナム)(Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Viêt Nam))	ホーチミンシティー	ベトナム	2,431,933	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴィロレシ・エスアールエル(Enel Green Power Villoresi Srl)	ローマ	イタリア	1,200,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	51.00%	51.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランデ・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・1・エスエー)(Enel Green Power Volta Grande SA (formerly Enel Green Power Projetos 1 SA))	ニテロイ	ブラジル	565,756,528	ブラジルレアル	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ザンビア・リミテッド(Enel Green Power Zambia Limited)	ルサカ	ザンビア	15,000	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・II－デルフィーナ・8・エスエー(Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	77,939,980	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・1・エルティーディーエー(Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	6,986,993	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・グリッド・エスアールエル(Enel Grids Srl)	ローマ	イタリア	10,100,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%

エネル・グアテマラ・エスエー(Enel Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	67,208,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	0.00% 100.00%	47.18%
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル(Enel Holding Finance Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	ファイナンス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イベリア・エスアールエルユー(Enel Iberia SRLU)	マドリード	スペイン	336,142,500	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル(Enel Innovation Hubs Srl)	ローマ	イタリア	1,100,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インシュランス・エヌヴイ(Enel Insurance NV)	アムステルダム	オランダ	60,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ(Enel Investment Holding BV)	アムステルダム	オランダ	1,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イタリア・エスピーエー(Enel Italia SpA)	ローマ	イタリア	100,000,000	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・カンザス・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(Enel Kansas Development Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・カンザス・エルエルシー(Enel Kansas LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ランド・ホールドコ・エルエルシー(Enel Land HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ロジスティクス・エスアールエル(Enel Logistics Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ミネソタ・ホールディングス・エルエルシー(Enel Minnesota Holdings LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク	100.00%	100.00%
エネル・モビリティ・チリ・エスピーエー(Enel Mobility Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	504,094,780	チリペソ	エネルX・ウェイeモビリティ	エネル・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
エネル・ネヴカン・インク(Enel Nevkan Inc.)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ノース・アメリカ・インク(Enel North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	50	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・オペレーションズ・カナダ・エルティーディー(Enel Operations Canada Ltd)	アルバータ	カナダ	1,000	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%
エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル(Enel Panamá CAM Srl)	パナマシティ	パナマ	3,001	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	0.03% 99.97%	47.19%
エネル・ペルー・エスエーシー(Enel Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	5,361,789,105	ペルーソル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー(Enel Produzione SpA)	ローマ	イタリア	1,800,000,000	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・キューピーエスエフ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel QPSF (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	50.00%

エネル・レノバブル・エスアールエル(Enel Renovable Srl)	パナマシティ	パナマ	40,320	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	0.79% 99.21%	47.19%
エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Rinnovabile SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	12,645,490,022	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ソルト・ウェルズ・エルエルシー(Enel Salt Wells LLC)	ファロン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・サービシズ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Services Mexico SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,339,849	メキシコペソ	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴィ	46.27% 53.73% 0.00% 0.00%	100.00%
エネル・ソール・エスアールエル(Enel Sole Srl)	ローマ	イタリア	4,600,000	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー(Enel Soluçoes Energéticas Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	42,863,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
エネル・スティルウォーター・エルエルシー(Enel Stillwater LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・サプライズ・ヴァレー・エルエルシー(Enel Surprise Valley LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・テクスカン・インク(Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・パワー・インク	100.00%	100.00%
エネル・トレーディング・アルジェンティーナ・エスアールエル(Enel Trading Argentina Srl)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	14,012,000	アルゼンチンペソ	取引	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	55.00% 45.00%	82.26%
エネル・トレーディング・ブラジル・エスエー(Enel Trading Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	54,280,312	ブラジルレアル	取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・トレーディング・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Trading North America LLC)	ウィルミントン	米国	10,000,000	米ドル	取引	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ウルグアイ・エスエー(Enel Uruguay SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	20,000	ウルグアイペソ	取引 エネルX eモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネル・ヴァユ(プロジェクト２)プライベート・リミテッド(Enel Vayu (Project 2) Private Limited)	グルグラム	インド	45,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
エネル・ウィンド・プロジェクト(アンバーイー)プライベート・リミテッド(Enel Wind Project (Amberi) Private Limited)	ニューデリー	インド	5,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Advisory Services Germany GmbH)	フランクフルト	ドイツ	50,000	ユーロ	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100.00%	100.00%

エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ジャパン・ジーケー(Enel X Advisory Services Japan GK)	東京	日本	100,000,000	円	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ノース・アメリカ・インク(Enel X Advisory Services North America Inc.)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・アドバイザリーサービシズ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル (Enel X Advisory Services Srl)	ローマ	イタリア	-	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アドバイサリー・サービシズ・ユーケー・リミテッド(Enel X Advisory Services UK Limited)	ロンドン	英国	30,000	英国ポンド	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ユーエスエー・エルエルシー(Enel X Advisory Services USA LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・アレシボ・エルエルシー(Enel X Arecibo LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・アルジェンティーナ・エスエーユー(Enel X Argentina SAU)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	127,800,000	アルゼンチンペソ	エネルX eモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アスプテック・アベニュー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Asputeck Ave. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia Holding (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	45,424,578	豪ドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	24,209,880	豪ドル	エネルX	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルX・バッテリー・ストレージ・リミテッド・パートナーシップ(Enel X Battery Storage Limited Partnership)	オークビル	カナダ	10,000	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネルX・カナダ・ホールディング・インク エネルX・カナダ・エルティーディー	0.01% 99.99%	100.00%
エネルX・ビーチ・ロード・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Beech Road Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ブラジル・ジェレンチアメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda)	ソロカバ	ブラジル	5,538,403	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ブラジル・エスエー(Enel X Brasil SA)	サンパウロ	ブラジル	766,725,892	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネルX・カナダ・ホールディング・インク(Enel X Canada Holding Inc.)	オークビル	カナダ	1,000	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネルX・カナダ・エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルX・カナダ・エルティーディー(Enel X Canada Ltd)	ミシサガ	カナダ	1,000	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・チリ・エスピーエー(Enel X Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,837,737,149	チリペソ	エネルX eモビリティ	エネル・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
エネルX・カレージ・アベニュー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X College Ave. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー(Enel X Colombia SAS ESP)	ボゴタ	コロンビア	230,368,000	コロンビアペソ	エネルX	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
エネルX・コスグレイ・ロード・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Cosgray Road Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・デマンド・レスポンス・エスエー(Enel X Demand Response SA)	サンパウロ	ブラジル	2,000,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

エネルX・デマンド・レスポンス・エルエルシー(Enel X Demand Response LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・フェデラル・エルエルシー(Enel X Federal LLC)	ボストン	米国	5,000	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー(Enel X Finance Partner LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ヘイデン・ロー・ストリート・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Hayden Rowe St. Project LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・インターナショナル・エスアールエル(Enel X International Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アイルランド・リミテッド(Enel X Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,841	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・イタリア・エスアールエル(Enel X Italia Srl)	ローマ	イタリア	200,000	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・ジャパン・ケーケー(Enel X Japan KK)	東京	日本	1,030,000,000	円	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ケーオーエムアイピーオー・ソーラー・リミテッド(Enel X KOMIPO Solar Limited)	ソウル	大韓民国	11,054,000,000	ウォン	エネルX	エネルX・コレア・リミテッド	80.00%	80.00%
エネルX・コレア・リミテッド(Enel X Korea Limited)	ソウル	大韓民国	11,800,000,000	ウォン	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ラス・ピエドラス・エルエルシー(Enel X Las Piedras LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ピーアール・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー(Enel X MA Holdings LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・1・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・2・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 2 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・3・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 3 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス	100.00%	100.00%
エネルX・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel X México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	264,303,595	メキシコペソ	エネルX	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルX・インターナショナル・エスアールエル	0.00% 100.00%	100.00%
エネルX・モビリデード・ウーバナ・エスエー(Enel X Mobilidade Urbana SA)	サンパウロ	ブラジル	163,642,000	ブラジルレアル	エネルXeモビリティ	エネルX・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネルX・モリッセイ・ブールバード・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Morrissey Blvd. Project LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ニュージーランド・リミテッド(Enel X New Zealand Limited)	ウェリントン	ニュージーランド	313,606	豪ドル	エネルXeモビリティ	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルX・ニュートン・コート・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Newton Court Project LLC)	ボストン	米国	10,000	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ノース・アメリカ・インク(Enel X North America, Inc.)	ボストン	米国	1,000	米ドル	エンドユーザー市場 エネルXeモビリティ	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

エネルX・ペルー・エスエーシー(Enel X Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	1,020,815	ペルーソル	エネルX eモビリティ	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	82.27%
エネルX・ポルスカ・エスピー・ゼットオーオー(Enel X Polska Sp. Zo.o.)	ワルシャワ	ポーランド	12,275,150	ポーランドズロチ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・ピーアール・ホールディングス・エルエルシー(Enel X Pr Holdings LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー(Enel X Project MP Holdings LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・プロジェクト・エムピー・スポンサー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・プロジェクト・エムピー・スポンサー・エルエルシー(Enel X Project MP Sponsor LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ルス・エルエルシー(Enel X Rus LLC)	モスクワ	ロシア連邦	8,000,000	ロシアルーブル	エネルX eモビリティ	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	99.00%	99.00%
エネルX・エスアールエル(Enel X Srl)	ローマ	イタリア	1,050,000	ユーロ	エネルX	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・サービシズ・インディア・プライベート・リミテッド(Enel X Services India Private Limited)	ムンバイ	インド	1,497,290	インドルピー	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00% 0.00%	100.00%
エネルX・ストレージ・エルエルシー(Enel X Storage LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・タイワン・シーオー・エルティーディー(Enel X Taiwan Co. Ltd)	台北	台湾	271,100,000	台湾ドル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・ユーケー・リミテッド(Enel X UK Limited)	ロンドン	英国	32,626	英国ポンド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ワーナー・ロード・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Warner Road Project LLC)	ドーヴァー	英国	100	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	10,500,000	人民元	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ブラジル・エスエー(Enel X Way Brasil SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	20,045,337	ブラジルレアル	エネルX eモビリティ	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ウェイ・エスアールエル	20.00% 80.00%	96.45%
エネルX・ウェイ・カナダ・ホールディング・エルティーディー(Enel X Way Canada Holding Ltd)	バンクーバー	カナダ	-	カナダドル	eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・チリ・エスピーエー(Enel X Way Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	14,229,030,071	チリペソ	eモビリティ	エネル・チリ・エスエー エネルX・ウェイ・エスアールエル	49.00% 51.00%	82.81%
エネルX・ウェイ・コロンビア・エスエーエス(Enel X Way Colombia SAS)	ボゴタ	コロンビア	15,036,000,000	コロンビアペソ	eモビリティ	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネルX・ウェイ・エスアールエル	40.00% 60.00%	78.87%
エネルX・ウェイ・フランス・エスエーエス(Enel X Way France SAS)	パリ	フランス	6,101,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel X Way Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・イタリア・エスアールエル(Enel X Way Italia Srl)	ローマ	イタリア	5,000,000	ユーロ	eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ(Enel X Way México SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,479,171	メキシコペソ	eモビリティ	エネル・グリーンパワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネルX・ウェイ・エスアールエル	0.00% 100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク(Enel X Way North America Inc.)	サンカルロス	米国	-	米ドル	eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ペルー・エスエーシー(Enel X Way Perú SAC)	リマ	ペルー	1,561,900	ペルーソル	eモビリティ	エネル・ペルー・エスエーシー エネルX・ウェイ・エスアールエル	20.00% 80.00%	96.45%
エネルX・ウェイ・エスアールエル(Enel X Way Srl)	ローマ	イタリア	6,026,000	ユーロ	eモビリティ	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%

エネルX・ウェイ・ユーケー・リミテッド(Enel X Way UK Limited)	ロンドン	英国	1	英国ポンド	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ウェイ・ユーエスエー・エルエルシー(Enel X Way USA LLC)	サンカルロス	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ウッド・ストリート・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Wood St. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX eモビリティ	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ウッドランド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Woodland Solar Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・プロジェクト・エムピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルパワー・コントラクター・アンド・ディベロップメント・サウジアラビア・エルティーディー(Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd)	リヤド	サウジアラビア	5,000,000	サウジリヤル	サービス	エネルパワー・エスアールエル	51.00%	51.00%
エネルパワー・ド・ブラジル・エルティーディーエー(Enelpower do Brasil Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	5,689,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
エネルパワー・エスアールエル(Enelpower Srl)	ミラノ	イタリア	2,000,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー(Energética Monzón SAC)	サンミゲル	ペルー	118,321,846	ソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー エネル・ペルー・エスエーシー	100.00% 0.00%	71.54%
エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー(Energía Base Natural SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネルジア・セウタ・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエーユー(Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU)	セウタ	スペイン	65,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100.00%	70.12%
エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー(Energía Eólica Ábrego SLU)	マドリード	スペイン	3,576	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネルジア・エオリカ・ガレルナ・エスエルユー(Energía Eólica Galerna SLU)	マドリード	スペイン	3,413	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネルジア・エオリカ・グレガル・エスエルユー(Energía Eólica Gregal SLU)	マドリード	スペイン	3,250	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネルジア・グローバル・デ・メキシコ(エネルメクス)エスエー・デ・シーヴイ(Energía Global de México (Enermex) SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	99.00%	99.00%
エネルジア・リンピア・デ・アミスタッド・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Amistad SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	33,452,769	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
エネルジア・リンピア・デ・パロ・アルト・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	673,583,489	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
エネルジア・リンピア・デ・プエルト・リベルタド・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,953,980	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.01% 99.99%	100.00%
エネルジア・マリーナ・エスピーエー(Energía Marina SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,404,240,000	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	25.00%	16.23%
エネルジア・ネタ・サ・カセタ・リュグマジョー・エスエルユー(Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SLU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	9,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%

前へ　次へ

エネルジア・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエルユー(Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU)	マドリード	スペイン	2,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエーユー	100.00%	70.12%
エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー(Energía y Naturaleza SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネルジアス・オルターナティヴァス・デル・スール・エスエル(Energías Alternativas del Sur SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	546,919	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	54.95%	38.53%
エネルジアス・デ・アラゴン・Ｉ・エスエルユー(Energía de Aragón I SLU)	サラゴサ	スペイン	3,200,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%
エネルジア・デ・グラウス・エスエル(Energía de Graus SL)	サラゴサ	スペイン	1,298,160	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	66.67%	46.74%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・カレオン・エスエー(Energías Especiales de Careón SA)	サンチャゴ・デ・コンポステラ	スペイン	270,450	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	97.00%	68.01%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・アルト・ウリャ・エスエーユー(Energías Especiales del Alto Ulla SAU)	マドリード	スペイン	9,210,840	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・ビエルゾ・エスエー(Energías Especiales del Bierzo SA)	トッレ・デル・ビエルゾ	スペイン	1,635,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.00%	35.06%
エネルジアス・リンピアス・デ・カルモナ・エスエル(Energías Limpias de Carmona SL)	セビリア	スペイン	7,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴィアトス・プロモシオン・Ｉ・エスエルユー エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー	6.25% 6.25% 6.25%	13.15%
エネルジアス・レノバブルズ・ラ・マタ・エスエー・デ・シーヴイ(Energías Renovables La Mata SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	3,011,133,575	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.50% 0.50%	100.00%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト・エスエー(Energie Electrique de Tahaddart SA)	タンジェ	モロッコ	306,160,000	モロッコディルハム	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	32.00%	22.44%
エネルゴテル・エーエス(Energotel AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	2,191,200	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	20.00%	6.60%
エナジー・ポディウム・プライベート・カンパニー(Energy Podium Private Company)	カテリーニ、ピエリア	ギリシャ	4,001	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー	0.02%	0.01%
エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Energy Response Holdings (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	52,128,517	豪ドル	エネルＸ	エネルＸ・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エナジーキュー１ビーイーエスエス・エスアールエル(EnergyQ1BESS Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エナノック・ゲーエムベーハー(EnerNOC GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	25,000	ユーロ	エネルＸ	エネルＸ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エナノック・アイルランド・リミテッド(EnerNOC Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,589	ユーロ	エネルＸ	エネルＸ・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エナノック・ユーケー・Ⅱ・リミテッド(EnerNOC UK II Limited)	ロンドン	英国	21,000	英国ポンド	エネルＸ	エネルＸ・ユーケー・リミテッド	100.00%	100.00%
エニグマ・グリーン・パワー・１・エスエルユー(Enigma Green Power 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
エンテック・ユティリティ・サービス・ビューロー・インク(Entech Utility Service Bureau Inc.)	ルーザービル	米国	1,500	米ドル	エネルＸｅモビリティ	エネルＸ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー(Enviatos Promoción I SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー(Enviatos Promoción II SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー(Enviatos Promoción III SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エンヴィアトス・プロモシオン・XX・エスエルユー(Enviatos Promoción XX SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エオジン・ウィンド・パワー・シーオー・エルティーディー(Eojin Wind Power Co. Ltd)	ソウル	韓国	301,000,000	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エオリカ・ヴァレ・デル・エブロ・エスエー(Eólica Valle del Ebro SA)	サラゴサ	スペイン	3,561,343	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.50%	35.41%
エオリカ・ゾピロアパン・エスエー・デ・シーヴイ(Eólica Zopiloapan, SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,877,201,544	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	56.98% 43.02%	100.00%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエル(Eólicas de Agaete SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	240,400	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	80.00%	56.09%
エオリカス・デ・フェンカリエンテ・エスエー(Eólicas de Fuencaliente SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	216,360	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	55.00%	38.56%
エオリカス・デ・フェエルテヴェンチュラ・エーアイイー(Eólicas de Fuerteventura AIE)	プエルト・デル・ロザリオ	スペイン	4,558,427	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40.00%	28.05%
エオリカス・デ・ラ・パタゴニア・エスエー(Eólicas de la Patagonia SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	480,930	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.00%	35.06%
エオリカス・デ・ランサローテ・エスエル(Eólicas de Lanzarote SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,758,226	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40.00%	28.05%
エオリカス・デ・テネリフェ・エーアイイー(Eólicas de Tenerife AIE)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	420,708	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.00%	35.06%
エオリコス・デ・ティラハナ・エスエル(Eólicos de Tirajana SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60.00%	42.07%
エンプレサ・エネルジア・エスエー(Epresa Energía SA)	プエルト・レアル	スペイン	2,500,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	50.00%	35.06%
エルミス・2・エナジアキ・プライベート・カンパニー(Ermis 2 Energeiaki Private Company)	グレヴェナ	ギリシャ	1,002	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.10%	0.05%
イー・ソーラー・2・エスアールエル(E-Solar 2 Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
イー・ソーラー・エスアールエル(E-Solar Srl)	ローマ	イタリア	2,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エッサウイラ・ウィンド・ファーム(Essaouira Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70.00%	35.00%
エストニアン・ソーラー・ピーピーエー・エルエルシー(Estonian Solar PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100.00%	100.00%
ユーロピアン・エナジー・エクスチェンジ・エージー(European Energy Exchange AG)	ライプツィヒ	ドイツ	40,050,000	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2.38%	2.38%

イーヴイ・グラヴィテーショナル・エナジー・ストレージ・エルエルシー(EV Gravitational Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エヴァキュアシオン・カルモナ・400-220・ケーヴイ・レノバブルズ・エスエル(Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	10,003ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー エンヴィアトス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー	3.13% 3.13% 3.13%	6.58%
エボリューション・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Evolution Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エウィヴァ・エスアールエル(Ewiva Srl)	ミラノ	イタリア	1,000,000 ユーロ	エネルX eモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	50.00%	50.00%
エクスペディション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Expedition Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エクスプローラー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Explorer Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エクスプローラー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Explorer Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・デ・エスクーチャ・エスエー(Explotaciones Eólicas de Escucha SA)	サラゴサ	スペイン	3,505,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	70.00%	49.08%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・エル・プエルト・エスエー(Explotaciones Eólicas el Puerto SA)	サラゴサ	スペイン	3,230,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	73.60%	51.61%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サント・ドミンゴ・デ・ルナ・エスエー(Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA)	サラゴサ	スペイン	100,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51.00%	35.76%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サソ・プラノ・エスエー(Explotaciones Eólicas Saso Plano SA)	サラゴサ	スペイン	5,488,500 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	65.00%	45.58%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・コスタネラ・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra Costanera SA)	サラゴサ	スペイン	8,046,800 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90.00%	63.10%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・ラ・ヴィルゲン・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra la Virgen SA)	サラゴサ	スペイン	4,200,000 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90.00%	63.10%
フォールズ・パーク・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Falls Park Energy Storage Project LLC)	アンドヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ファリアー・ステーション・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Farrier Station Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ファイエット・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Fayette Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ファゼンダ・アロエイラ・エンプレエンディメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,362,046 ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Fence Post Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

フェンス・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Fence Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Fenner Wind Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フィールド・デイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Field Day Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フィノッキアーラ・ソーラー・エスアールエル(Finocchiara Solar Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
フィンセック・ラブ・エルティーディー(Finsec Lab Ltd)	テルアビブ	イスラエル	100	イスラエル シェケル	エネルX	エネルX・エスアールエル	30.00%	30.00%
フラッグペイ・エスアールエル(Flagpay Srl)	ミラノ	イタリア	10,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・エスピーエー	100.00%	50.00%
フラット・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Flat Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%
フラット・ロックス・ガーガー・コフナ・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー(Flat Rocks Girgarre Cohuna Finco (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	120	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コフナ・ソーラー・ファーム・トラスト フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ファーム・トラスト ガーガー・ソーラー・ファーム・トラスト	33.33% 33.33% 33.33%	50.00%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Flat Rocks One Wind Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
フラット・ロックス・ワン・ウィンド・ファーム・トラスト(Flat Rocks One Wind Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・フラット・ロックス・ワン・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
フラット・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flat Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フリント・ロック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flint Rock Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フローレンス・ヒルズ・エルエルシー(Florence Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
フローイング・スプリング・ファームス・エルエルシー(Flowing Spring Farms LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フォンチボン・ゼットイー・エスエーエス(Fontibón ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	434,359,750	コロンビア ペソ	エネルX	ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス	100.00%	9.44%
フォートンズ・デ・サント・アンキエタ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA)	リオ デジャネイロ	ブラジル	577,000	ブラジル レアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
フォトヴォルタイカ・ユンクリジョス・エスエルユー(Fotovoltaica Yunclillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
フォーマイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Fourmile Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%
フォックス・ラン・エナジー・プロジェクト・エルエルシー(Fox Run Energy Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フランクリンタウン・ファーム・エルエルシー(Franklintown Farm LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

フリーダム・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Freedom Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
フロント・マリティム・デル・ペソス・エスエル(Front Marítim del Besòs SL)	バルセロナ	スペイン	9,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	61.37%	43.03%
フロンティアズマン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Frontiersman Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エフアールヴイ・コルチトス・Ⅰ・エスエルユー(FRV Corchitos I SLU)	マドリード	スペイン	75,800	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールヴイ・コルチトス・Ⅱ・ソーラー・エスエルユー(FRV Corchitos II Solar SLU)	マドリード	スペイン	22,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールヴイ・ヒバルビン・ヘレス・エスエルユー(FRV Gibalbín - Jerez SLU)	マドリード	スペイン	23,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールヴイ・タリファ・エスエルユー(FRV Tarifa SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールヴイ・ビジャロビロス・エスエルユー(FRV Villalobillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・１・エスエルユー(FRV Zamora Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・３・エスエルユー(FRV Zamora Solar 3 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エフアールダブリューエフ・ステージ・１(ピーティーワイ)エルティーディー(FRWF Stage 1 (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
ファンダメンタル・レコグナイズド・システム・エスエルユー(Fundamental Recognized Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー(Furatena Solar 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Ganado Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシ	100.00%	100.00%
ガナド・ソーラー・エルエルシー(Ganado Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ガナド・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ガナド・ストレージ・エルエルシー(Ganado Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ギャロブ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Garob Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55.00%	27.50%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ジェネラシオン・エスエーユー(Gas y Electricidad Generación SAU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	213,775,700	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
ゴーリー・ハイドロ・エルエルシー(Gauley Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ゴーリー・リヴァー・マネジメント・エルエルシー(Gauley River Management LLC)	ウィリソン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

ジェネラドラ・デ・オクシデンテ・エスエー―(Generadora de Occidente SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	16,262,000	グアテマラケツァル	取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	99.00% 1.00%	47.18%
ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー(Generadora Montecristo SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	3,820,000	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	100.00% 0.00%	47.18%
ジェネラドラ・ソーラー・オーストラル・エスエー(Generadora Solar Austral SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100.00%	47.19%
ジェネラドラ・ソーラー・デ・オクシデンテ・エスエー(Generadora Solar de Occidente SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100.00%	47.19%
ジェネラドラ・ソーラー・エル・プエルト・エスエー(Generadora Solar El Puerto SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100.00%	47.19%
ジオテルミカ・デル・ノルテ・エスエー(Geotérmica del Norte SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	326,577,419,702	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	84.59%	54.92%
ギブソン・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Gibson Bay Wind Farm (RF)(Pty)Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
ガーガー・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガーガー・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
ガーガー・ソーラー・ファーム・トラスト(Girgarre Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	10	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガーガー・トラスト	100.00%	50.00%
グラス・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Glass Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
グローバル・コモディティーズ・ホールディングス・リミテッド(Global Commodities Holdings Limited)	ロンドン	英国	4,042,375	英国ポンド	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	4.68%	4.68%
グローバイト・エスエー(Globyte SA)	サンホセ	コスタリカ	910,000	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	10.00%	4.72%
グロスター・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Gloucester Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ジーエヌエル・チリ・エスエー(GNL Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,026,160	米ドル	取引	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	33.33%	20.25%
ゴールデン・テラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Golden Terrace Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
グッドウェル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Goodwell Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
グース・フット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Goose Foot Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
グースネック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Gooseneck Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ゴロナ・デル・ヴィエント・エル・イエロ・エスエー(Gorona del Viento El Hierro SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	30,936,736	ユーロ	火力発電	ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー	23.21%	16.28%
グランド・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Grand Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
グリッドパーティス・イベリア・エスエル(Gridspertise Iberia SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100.00%	50.00%

グリッドパーティス・インディア・プライベート・リミテッド(Gridspertise India Private Limited)	グルグラム	インド	19,759,130	インドルピー	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100.00%	50.00%
グリッドパーティス・ラタム・エスエー(Gridspertise Latam SA)	サンパウロ	ブラジル	2,010,000	ブラジルレアル	エネル・グリッド	エネル・ブラジル・エスエー グリッドパーティス・エスアールエル	0.00% 100.00%	50.00%
グリッドパーティス・エスアールエル(Gridspertise Srl)	ローマ	イタリア	7,500,000	ユーロ	エネル・グリッド	エネル・グリッド・エスアールエル	50.00%	50.00%
グリッドパーティス・エルエルシー(Gridspertise LLC)	ドーヴァー	米国	160,000	米ドル	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	100.00%	50.00%
グリネオ・ジェスチオン・シルクラル・エスエル(Grineo Gestión Circular SL)	ポンフェラーダ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	35.00%	24.54%
ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー(GRPP Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	2	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	50.00%	50.00%
ガダランケ・ソーラー・４・エスエルユー(Guadarranque Solar 4 SLU)	セビリア	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエーユー	100.00%	70.12%
グアイェポ・ソーラー・エスエーエス(Guayepo Solar SAS)	ボゴタ	コロンビア	1,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
ギール・ウィンド・ファーム(Guir Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	10,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	99.00%	99.90%
ガルフスター・パワー・エルエルシー(GulfStar Power LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ガスティ・ヒル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Gusty Hill Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ハドレー・リッジ・エルエルシー(Hadley Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハミルトン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hamilton County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ハムレット・ミル・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Hamlet Mill Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハンズブロー・ヴァレー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hansborough Valley Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハーモニー・プレインズ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Harmony Plains Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヘイスティングス・ソーラー・エルエルシー(Hastings Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ハートランド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Heartland Farms Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヘラス・レス・ホールディングス・シングル・メンバー・ソシエテ・アノニム(Hellas Res Holdings Single Member Societe Anonyme)	マルーシ	ギリシャ	478,746,698	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ヘラ・レス・ソシエテ・アノニム	100.00%	50.00%
ヘラ・レス・ソシエテ・アノニム(Hella Res Societe Anonyme)	マルーシ	ギリシャ	491,738,436	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50.00%	50.00%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー(Hidroeléctrica de Catalunya SLU)	バルセロナ	スペイン	126,210	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	100.00%	70.12%

前へ　次へ

ハイドロエレクトリカ・デ・オウロル・エスエル(Hidroeléctrica de Ourol SL)	ア・コルーニャ	スペイン	1,608,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30.00%	21.03%
ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv)	コリマ	メキシコ	100,000,000,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99%	99.99%
ハイドロフラミセル・エスエル(Hidroflamicell SL)	バルセロナ	スペイン	78,120	ユーロ	エネル・グリッド	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	75.00%	52.59%
ハイドロインヴェスト・エスエー(Hidroinvest SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	55,312,093	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	41.94% 54.76%	79.55%
エイチアイエフ・エイチ2・エスピーエー(HIF H2 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	6,303,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	50.00%	32.46%
ハイ・シャパラル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Chaparral Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ロンサム・ストレージ・エルエルシー(High Lonesome Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(High Lonesome Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ロンサム・ウィンド・パワー・エルエルシー(High Lonesome Wind Power LLC)	ボストン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ヌーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Noon Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ストリート・コーポレーション(ピーティーワイ)エルティーディー(High Street Corporation (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	2	豪ドル	エネルX	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Hilltopper Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヒスパーノ・ジェネラシオン・デ・エネルジア・ソーラー・エスエル(Hispano Generación de Energía Solar SL)	ヘレス・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51.00%	35.76%
ハニー・ストーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honey Stone Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハニービー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Honeybee Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホープ・クリーク・エルエルシー(Hope Creek LLC)	クレストビュー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホープ・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Hope Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ホース・ラン・ソーラー・I・エルエルシー(Horse Run Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホース・ラングラー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Horse Wrangler Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハブジェクト・ゲーエムベーハー(Hubject GmbH)	ベルリン	ドイツ	65,943	ユーロ	エネルX	エネルX・ウェイ・エスアールエル	12.50%	12.50%
アイシーイー・トゥデラ・エスエル(Ice Tudela SL)	ボスエロ・デ・アラルコン	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5.12%	3.59%

イダリア・パーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Idalia Park Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イドロスシシリア・エスピーエー(Idrosicilia SpA)	ミラノ	イタリア	22,520,000	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	1.00%	1.00%
アイアイケー・エネルジア・デ・ドセムル・エスエー・デ・シーヴイ(IIK Energía de Dzemul SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	6,204,259	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.00% 100.00%	100.00%
イラリー・エネルジア・エスアールエル(Ilary Energia Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	2,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)・エルティーディー	100.00%	50.00%
インフィニットサン・エスアールエル(Infinitesun Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル エネル・グリーンパワー・エスピーエー	96.74% 3.26%	100.00%
インフラストラクチュラ・デ・エヴァキュアシオン・ペニャフロー・220・ケーヴイ・エスエル(Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 kV SL)	マドリード	スペイン	3,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	41.14%	28.85%
インフラストラクチュラ・プエルト・サンタ・マリア・220・エスエル(Infraestructuras Puerto Santa María 220 SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・Ⅰ・エスエルユー プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・Ⅱ・エスエルユー	50.00% 50.00%	70.12%
インフラストラクチュラ・サン・セルヴァン・220・エスエル(Infraestructuras San Serván 220 SL)	マドリード	スペイン	12,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・・エスエルユー	30.80%	21.60%
インフラストラクチュラス・サン・セルヴァン・セット・400・エスエル(Infraestructuras San Serván Set 400 SL)	マドリード	スペイン	90,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	アラノート・デザロロス・エスエルユー ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー	6.41% 6.41% 6.41%	13.48%
イングウェ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Ingwe Solar Power Plant (RF)(Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
インコラン・インフォルマシオン・イ・コーディナシオン・デ・オブラス・エーアイイー(Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE)	ビルバオ	スペイン	84,142	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	14.29%	10.02%
インスタラシオネス・サン・セルヴァン・Ⅱ・400・エスエル(Instalaciones San Serván II 400 SL)	マドリード	スペイン	11,026	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	アラノート・デザロロス・エスエルユー ベイリオ・ソーラー・エスエルユー フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー	7.94% 7.94% 7.94%	16.69%
インターナショナル・マルチメディア・ユニバーシティ・エスアールエル(清算中)(International Multimedia University Srl in bankruptcy)	-	イタリア	24,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	13.04%	13.04%
イプソマタ・ディーピージーユー・プライベート・カンパニー(Ipsomata DPGU Private Company)	イラクリオン、クレタ島	ギリシャ	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.02%	0.02%
アイリス・ブルーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Iris Bloom Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アイアン・ベルト・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Iron Belt Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

アイアン・ブル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Iron Bull Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イサム・イケダ・エネルジア・エスエー(Isamu Ikeda Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	16,474,476	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
イタルジェスト・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Italgest Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ジャック・リヴァー・エルエルシー(Jack River LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ジャックラビット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Jackrabbit Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ジェイド・エネルジア・エルティーディーエー(Jade Energia Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	4,107,097	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ハグイト・ソーラー・10・エムダブリュー・エスエー(Jaguito Solar 10 MW SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100.00%	47.19%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー(Jessica Mills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー(Julia Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ジュニア・インシュランス・エスアールエル(Junia Insurance Srl)	モシャーノ・サンタンジェロ	イタリア	10,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
ジュニパー・キャニオン・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Juniper Canyon Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
キニーズ・クリーク・ソーラー・I・エルエルシー(Keeneys Creek Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ケン・リニューアブルズ・インディァ・プライベート・リミテッド(Ken Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	12,100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
キング・ブランチ・ソーラー・I・エルエルシー(King Branch Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
キングストン・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Kingston Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
キノ・コントラクター・エスエー・デ・シーヴイ(Kino Contractor SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000,100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
ニッカーボッカー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Knickerbocker Energy Storage Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コッキナリ・ディーピージーユー・プライベート・カンパニー(Kokkinari DPGU Private Company)	イラクリオン、クレタ島	ギリシャ	15,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	0.01%	0.01%
コリア・ライン・コーポレーション(Korea Line Corporation)	ソウル	大韓民国	122,132,520,000	ウォン	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	0.25%	0.25%

クコス・エナジー・プライベート・カンパニー(Koukos Energy Private Company)	アテネ	ギリシャ	4,003	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバーエスエー	0.07% 0.02%	0.01%
クロムスクレーダー・エスエー(Kromschroeder SA)	ルスピタレート・ダ・リュブラガート	スペイン	627,126	ユーロ	サービス	エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエルユー	29.26%	20.52%
カトルワノ・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー)(Kutlwano Solar Power Plant (RF)(Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
レイク・エミリー・ソーラー・エルエルシー(Lake Emily Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
レイク・プラスキ・ソーラー・エルエルシー(Lake Pulaski Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ランド・ラン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランド・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランタナ・スプリングス・ハイドラジン・プロジェクト・エルエルシー(Lantana Springs Hydrogen Project LLC)	アンドヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランタン・トレイル・プロジェクト・エルエルシー(Lantern Trail Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラリアット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Lariat Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラッソ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lasso Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラタムソーラー・エネルジアス・レノバブルズ・エスエーエス(Latamsolar Energías Renovables SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
ラタムソーラー・フォトヴォルタイカ・フンダシオン・エスエーエス(Latamsolar Fotovoltaica Fundación SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
ラタムソーラー・フォトヴォルタイカ・サアグン・エスエーエス(Latamsolar Fotovoltaica Sahagun SAS)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	100.00%	47.18%
ラスロップ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Lathrop Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラヴァ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lava Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ローレンス・クリーク・ソーラー・エルエルシー(Lawrence Creek Solar LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
レイヤーエックス・セキュリティ・エルティーディー(Layerx Security Ltd)	テルアビブ	イスラエル	20,112	イスラエルシェケル	エネルX	フィンセック・ラボ・エルティーディー	3.00%	0.90%
レバノン・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Lebanon Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

レガシー・ブロッサム・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
レモネード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lemonade Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
レラト・ソーラー・パワー・プラント(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Lerato Solar Power Plant(RF)(Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
リバティ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Liberty Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
リビアン・イタリアン・ジョイント・カンパニー―アジエンダ・リビコーイタリアーナ(エーエルアイ)(Lybian Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I.))	トリポリ	リビア	1,350,000	ユーロ	サービス	エネルパワー・エスアールエル	0.33%	0.33%
リブラ・フレクシス・エスアールエル(Libra Flexsys Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	火力発電 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
ライト・シラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Light Cirrus Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	サービス	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リリー・ソーラー・エルエルシー(Lily Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Lindahl Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リンダル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Lindahl Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Little Elk Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトル・エルク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Little Elk Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトル・ソルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Little Salt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リタス・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Litus Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
ローン・パイン・ウィンド・インク(Lone Pine Wind Inc.)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10.00%	10.00%
ローン・パイン・ウィンド・プロジェクト・エルピー(Lone Pine Wind Project LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10.00%	10.00%
ルーカス・ソステニブル・エスエル(Lucas Sostenible SL)	マドリード	スペイン	1,099,775	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	35.29%	24.74%

ルミナリー・ハイランズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Luminary Highlands Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ルズ・デ・アングラ・エネルジア・エスエー(Luz de Angra Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	14,304,790	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
ルズ・デ・カルアル・エネルジア・エスエー(Luz de Caruaru Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,027,600	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
ルズ・デ・カタグワゼス・エスエー(Luz de Cataguases SA)	カタグアゼス	ブラジル	4,800,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	60.00%	49.36%
ルズ・デ・カシアス・ド・エスユーエル・エスエー(Luz de Caxias do Sul SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	31,017,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80.00%	65.82%
ルズ・イタニャエン・エスエー(Luz de Itanhaém SA)	イタニャエン	ブラジル	22,700,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	60.00%	49.36%
ルズ・デ・ジャボアタン・エネルジア・エスエー(Luz de Jaboatão Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	21,114,200	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
ルズ・デ・マカパ・エネルジア・エスエー(Luz de Macapá Energia SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	24,338,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	41.96%
ルズ・デ・ポンタ・グロッサ・エスエー(Luz de Ponta Grossa SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	17,889,000	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	80.00%	65.82%
マイコール・ウィンド・エスアールエル(Maicor Wind Srl)	ローマ	イタリア	20,850,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
マンサー・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Mansar Renewable Energy Private Limited)	グルガオン	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
メイプル・カナダ・ソリューションズ・ホールディングス・エルティーディー(Maple Canada Solutions Holdings Ltd)	-	カナダ	-	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネルX・カナダ・エルティーディー	20.00%	20.00%
メイプル・エナジー・ソリューションズ・エルピー(Maple Energy Solutions LP)	-	カナダ	-	カナダドル	エネルX eモビリティ	エネルX・カナダ・ホールディング・インク	20.00%	20.00%
メープル・ラン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Maple Run Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マリア・レノバブルズ・エスエル(María Renovables SL)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45.36%	31.80%
マーショイ・エナジー・アドバイザリー・サービシズ・プライベート・リミテッド(Marshoy Energy Advisory Services Private Limited)	ムンバイ	インド	313,709,000	インドルピー	エネルX	エネルX・アドバイザリー・サービシズ・エスアールエル	100.00%	100.00%
マルテ・エスアールエル(Marte Srl)	ローマ	イタリア	6,100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
マルダール・ウィンド・エナジー・プライベート・リミテッド(Marudhar Wind Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
マス・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Más Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	61,873,926	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	66.67% 33.33%	100.00%
メイソン・ジャー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Mason Jar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

メイソン・マウンテン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mason Mountain Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
マトリジェニクス(ピーティーワイ)エルディーディー(Matrigenix (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
マティ・エネルジア・エスアールエル(Maty Energia Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エムシー・ソーラー・I・エルエルシー(MC Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マックブライド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(McBride Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
メリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Merit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
メトロ・ウィンド・エルエルシー(Metro Wind LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
メキシカーナ・デ・ハイドロエレクトリシダッド・メキシドロ・エスアールエル・デ・シーヴイ(Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	181,728,901	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99%	99.99%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリード	スペイン	3,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	1.35%	0.95%
ミデル・ウィンド・ファーム・エスエー(Midelt Wind Farm SA)	カサブランカ	モロッコ	145,000,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70.00%	35.00%
ミルストーン・ジャンクション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Millstone Junction Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ミングラニージャ・レノバブルズ・400・ケーヴイ・エーアイイー(Minglanilla Renovables 400 kV AIE)	バレンシア	スペイン	-	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネルジア・ベース・ナチュラル・エスエルユー エネルジア・エオリカ・アブレゴ・エスエルユー エネルジア・エオリカ・ガレルナ・エスエルユー エネルジア・エオリカ・グレガル・エスエルユー エネルジア・イ・ナチュラレザ・エスエルユー	4.79% 7.98% 9.31% 9.31% 4.79%	25.36%
ミニセントラレス・アセキア・シンコ・ヴィラス・エーアイイー(Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,346,993	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	5.39%	3.78%
ミニセントラレス・デル・カナル・デ・ラス・バルデナス・エーアイイー(Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	1,202,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	15.00%	10.52%
ミニセントラレス・デル・カナル・インペリアル・ガリュール・エスエル(Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL)	サラゴサ	スペイン	1,820,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	36.50%	25.59%
ミラ・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Mira Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ミランダ・プラタフォルマ・ロジスティカ・エスエー(Miranda Plataforma Logística SA)	ミランダ・デ・エブロ	スペイン	1,800,000	ユーロ	火力発電	ヌクレノール・エスエー	0.22%	0.08%
エムオー・ランド・ホールディングス・1358・エルエルシー(MO Land Holdings 1358 LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

前へ　次へ

モンテ・レイナ・レノバブルズ・エスエル(Monte Reina Renovables SL)	マドリード	スペイン	4,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・1・エスエルユー	20.58%	14.43%
モントローゼ・ソーラー・エルエルシー(Montrose Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ムーンビーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Moonbeam Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ムーニー・グループ・エスピーエー(Mooney Group SpA)	ミラノ	イタリア	10,050,000	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	50.00%	50.00%
ムーニー・エスピーエー(Mooney SpA)	ミラノ	イタリア	87,833,331	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー(Mooney Servizi SpA)	ミラノ	イタリア	8,549,999	ユーロ	エネルX	ムーニー・グループ・エスピーエー	100.00%	50.00%
モーガン・ブランチ・ソーラー・I・エルエルシー(Morgan Branch Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
モーニング・ライト・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Morning Light Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マウント・プレザント・エナジー・ストレージ・1・エルエルシー(Mount Pleasant Energy Storage 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
マウントレイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mountrail Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エムピージー・ソーラー・I・エルエルシー(MPG Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ムチョ・ヴィエント・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mucho Viento Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ミュール・ビット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mule Bit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マスキーゴン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Muskegon County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マスキーゴン・グリーン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Muskegon Green Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マスタング・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mustang Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マイチチェロ・エスアールエル(MyCicero Srl)	セニガッリア	イタリア	1,142,857	ユーロ	エネルX	ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー プラス・サービス・エスアールエル	30.00% 70.00%	39.50%
ナブ・ソーラー・I・エルエルシー(Nabb Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ナポレオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Napolean Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー(Nareva Enel Green Power Morocco SA)	カサブランカ	モロッコ	98,750,000	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエル	50.00%	50.00%
ネユーゲマクト・ゲーエムベーハー(Neugemacht GmbH)	フランクフルト	ドイツ	25,000	ユーロ	エネル・グリッド	グリッドパーティス・エスアールエル	51.00%	25.50%
ネヴカン・リニューアブルズ・エルエルシー(Nevkan Renewables LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ネヴカン・インク	100.00%	100.00%

ニューヨーク・ディストリビューティッド・ストレージ・プロジェクツ・エルエルシー(New York Distributed Storage Projects LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ンゴニェ・パワー・カンパニー・リミテッド(Ngonye Power Company Limited)	ルサカ	ザンビア	10	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)	80.00%	80.00%
ノジョリ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nojoli Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
ノース・イングリッシュ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(North English Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノース・ロック・ウィンド・エルエルシー(North Rock Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノースランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノーススター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northstar Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノースウェスト・ハイドロ・エルエルシー(Northwest Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー	100.00%	100.00%
ノッチ・ビュート・ハイドロ・カンパニー・インク(Notch Butte Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ノボリティオ・レキュペラシオン・デ・バテリアス・エスエル(Novolitio Recuperación de Baterías SL)	ポンフェラーダ	スペイン	180,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	45.00%	31.55%
ヌクレノール・エスエー(Nuclenor SA)	バジェ・デ・トバリーナ	スペイン	5,406,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	50.00%	35.06%
ヌオヴェ・エネルジー・エスアールエル(Nuove Energie Srl)	ポルト・エンペドクレ	イタリア	5,204,029	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	100.00%	100.00%
ヌキュバ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nxuba Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	25.50%
エヌワイシー・ストレージ(353チェスター)エスピーイー・エルエルシー(NYC Storage (353 Chester) SPE LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネルXeモビリティ	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツペクノスト・エスイー・エスアールオー(Ochrana A Bezpecnost Se Sro)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	33,194	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
オレイサ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Olathe Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オールド・スポーツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Old Sport Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オリヴム・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Olivum PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
オミップ－オペラドール・ド・メルカド・イベリコ・(ポルトガル)エスジーピーエス・エスエー(OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA)	リスボン	ポルトガル	2,610,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	5.00%	3.51%
オープン・レンジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Open Range Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

オペラドール・デル・メルカド・イベリコ・デ・エネルジアーポロ・エスパニョール・エスエー(Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA)	マドリード	スペイン	1,999,998	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	5.00%	3.51%
オペラドーラ・ディストリタル・デ・トランスポルテ・エスエーエス(Operadora Distrital de Transporte SAS)	ボゴタ	コロンビア	12,500,000,000	コロンビアペソ	エネルX eモビリティ	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	20.00%	9.44%
オーキッド・アクレス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Orchid Acres Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-米ドル		エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー(Origin Goodwell Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル		エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・１・エルエルシー	100.00%	10.00%
オリジン・ウィンド・エナジー・エルエルシー(Origin Wind Energy, LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル		エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Osage Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100 米ドル		エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オセージ・ウィンド・エルエルシー(Osage Wind LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル		エネル・グリーン・パワー	オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オシニング・エナジー・ストレージ・１・エルエルシー(Ossining Energy Storage 1 LLC)	ボストン	米国	- 米ドル		エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オクサゲーサ・エーアイイー(清算中)(Oxagesa AIE in liquidation)	アルカニス	スペイン	6,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33.33%	23.37%
オイスター・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Oyster Bay Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55.00%	27.50%
パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Padoma Wind Power LLC)	エリダ	米国	- 米ドル		エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ペインテッド・ローズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Painted Rose Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル		エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
パロ・アルト・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Palo Alto Farms Wind Project LLC)	ダラス	米国	- 米ドル		エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
パンピヌス・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Pampinus PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
パラダイス・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Paradise Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル		エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
パラヴェント・エスエル(Paravento SL)	パラデーラ	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90.00%	63.10%
パルク・エオリク・ラ・トサ―ラ・モラ・デン・パスカル・エスエル(Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL)	マドリード	スペイン	1,183,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30.00%	21.03%
パルク・エオリック・ロス・アリガルス・エスエル(Parc Eòlic Los Aligars SL)	マドリード	スペイン	1,313,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30.00%	21.03%
パルコ・エオリコ・モンティ・シカニ・エスアールエル(Parco Eolico Monti Sicani Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

パルケ・アミスタット・II・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad II SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,589,177,005	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.50% 99.50%	100.00%
パルケ・アミスタット・III・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad III SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,706,287,200	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.50% 99.50%	100.00%
パルケ・アミスタット・IV・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad IV SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,728,499,160	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.50% 99.50%	100.00%
パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエルユー (Parque Eólico A Capelada SLU)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	5,857,704	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
パルケ・エオリコ・ベルモンテ・エスエー(Parque Eólico Belmonte SA)	マドリード	スペイン	120,400	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.17%	35.17%
パルケ・エオリコ・ビーアール・1・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Eólico BR-1 SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.00% 100.00%	25.50%
パルケ・エオリコ・カッレテラ・デ・アリガナ・エスエー(Parque Eólico Carretera de Arigana SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,007,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	80.00%	56.09%
パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー(Parque Eólico de Barbanza SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	3,606,073	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	75.00%	52.59%
パルケ・エオリコ・デ・サン・アンドレス・エスエー(Parque Eólico de San Andrés SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	552,920	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	82.00%	57.50%
パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー(Parque Eólico de Santa Lucía SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	901,500	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー	65.67% 1.00%	46.51%
パルケ・エオリコ・フィンカ・デ・モーガン・エスエー(Parque Eólico Finca de Mogán SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	3,810,340	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	90.00%	63.10%
パルケ・エオリコ・モンテス・デ・ラス・ナヴァス・エスエー(Parque Eólico Montes de las Navas SA)	マドリード	スペイン	6,540,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	75.50%	52.94%
パルケ・エオリコ・ムニエサ・エスエルユー(Parque Eólico Muniesa SLU)	マドリード	スペイン	3,006	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
パルケ・エオリコ・パルマス・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー(Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda)	サルバドル	ブラジル	4,096,626	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	82.27%
パルケ・エオリコ・パンパ・エスエー(Parque Eólico Pampa SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	477,139,364	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
パルケ・エオリコ・プンタ・デ・テノ・エスエー(Parque Eólico Punta de Teno SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	528,880	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	52.00%	36.46%
パルケ・エオリコ・シエラ・デル・マデロ・エスエー(Parque Eólico Sierra del Madero SA)	マドリード	スペイン	7,193,970	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	58.00%	40.67%
パルケ・サリトリリョス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Salitrillos SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
パルケ・ソーラー・カウチャリ・IV・エスエー(Parque Solar Cauchari IV SA)	サンサルバドル・デ・ファフイ	アルゼンチン	500,000	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アルジェンティーナ	100.00%	82.27%

パルケ・ソーラー・ドン・ホセ・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Don José SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
パルケ・ソーラー・ビジャヌエヴァ・トレス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	306,024,631	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
パルケ・タリネー・オリエンテ・エスエー(Parque Talinay Oriente SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	66,092,165,173	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	60.91% 39.09%	78.64%
パスティス―セントロ・ナツィオナーレ・ペル・ラ・リセルカ・エ・ロ・スヴィルッポ・デイ・マテリアリ・エスシーピーエー(清算中)(Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidation)	ブリンディジ	イタリア	2,065,000	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	1.14%	1.14%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエルシー(Paynesville Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューディット・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ペイティッパー・ネットワーク・エスアールエル(PayTipper Network Srl)	カシーナ	イタリア	40,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・エスピーエー	100.00%	50.00%
ピーディーピー・テクノロジーズ・エルティーディ(PDP Technologies Ltd)	クファル・サバ	イスラエル	1,129,252	イスラエルシェケル	サービス	エネル・グリッド・エスアールエル	4.75%	4.75%
パール・スター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Pearl Star Wind Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバーター・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
ペブル・ストリーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pebble Stream Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ペゴプーエネルジア・エレクトリカ・エスエー(Pegop - Energia Eléctrica SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	0.02% 49.98%	35.06%
ピーエイチ・チュカス・エスエー(PH Chucás SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー	65.00%	30.67%
ピーエイチ・ドン・ペドロ・エスエー(PH Don Pedro SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー グローバイト・エスエー	33.44% 66.54%	18.92%
ピーエイチ・リオ・ヴォルカン・エスエー(PH Río Volcán SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・コスタリカ・シーエーエム・エスエー グローバイト・エスエー	34.32% 65.66%	19.29%
パイボールド・ヒル・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Piebald Hill Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
パイク・デン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Pike Den Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
パイルズグローブ・ソーラー・I・エルエルシー(Pilesgrove Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ピンチャー・クリーク・エルピー(Pincher Creek LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク ピンチャー・クリーク・マネジメント・インク	50.50% 1.00%	51.01%
ピンチャー・クリーク・マネジメント・インク(Pincher Creek Management Inc.)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	51.00%	51.00%

パイン・アイランド・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Pine Island Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
プラヤ・フラット・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Playa Flat Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
プラス・サービス・エスアールエル(Plusservice Srl)	セニガッリア	イタリア	450,000	ユーロ	エネルX	ムーニー・セルヴィツィ・エスピーエー	70.00%	35.00%
ポイント・バー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Bar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ポイント・ライダー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Rider Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ポルカ・ドット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Polka Dot Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ポメラード・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Pomerado Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
パワークロップ・マチアレッデュ・エスアールエル(PowerCrop Macchiareddu Srl)	ルッシ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100.00%	50.00%
パワークロップ・ルッシ・エスアールエル(PowerCrop Russi Srl)	ルッシ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100.00%	50.00%
パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)(PowerCrop SpA.(formerly PowerCrop Srl))	ルッシ	イタリア	4,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
プレーリー・ローズ・トランスミッション・エルエルシー(Prairie Rose Transmission LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	10.00%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー(Prairie Rose Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
プリマヴェーラ・エネルジア・エスエー(Primavera Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	36,965,445	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
プロダクティブ・ソーラー・システムス・エスエルユー(Productive Solar Systems SLU)	アンドラ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
プロドゥクトラ・デ・エネルジアス・エスエー(Productora de Energías SA)	バルセロナ	スペイン	60,101	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	30.00%	21.03%
プロドゥクトラ・エレクトリカ・ウルジェレンサ・エスエー (Productora Eléctrica Urgellenca SA)	ラ・セウ・ドゥルジェイ	スペイン	8,400,000	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	8.43%	5.91%
プログレソ・ソーラー・20・エムダブリュー・エスエー(Progreso Solar 20 MW SA)	パナマシティ	パナマ	10,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・パナマ・シーエーエム・エスアールエル	100.00%	47.19%
プロモシオネス・エネルジェティカス・デル・ビエルゾ・エスエルユー(Promociones Energéticas del Bierzo SLU)	マドリード	スペイン	12,020	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
プロモトレス・ムデジャ・400・ケーヴイ・エスエル(Promotores Mudéjar 400 kV SL)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー リノバブルス・ラ・ペドレラ・エスエルユー レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー	24.75% 6.75% 5.69%	26.08%

プロヴェドラ・デ・エレクトリシダッド・デ・オクシデンテ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	89,708,835	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99%	99.99%
プロイェクトス・ユニヴェルシタリオス・デ・エネルジアス・レノバブルズ・エスエル(Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL)	アリカンテ	スペイン	27,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33.33%	23.37%
プロイェクトス・イ・ソリュシオーネス・レノバブルズ・エスエーシー(Proyectos y Soluciones Renovables SAC)	サンミゲル	ペルー	1,000	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネル・ペルー・エスエーシー	99.90% 0.10%	99.98%
ピーエスジー・エナジー・プライベート・リミテッド(PSG Energy Private Limited)	-	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ピーティー・エネル・グリーン・パワー・オプティマ・ウェイ・ラタイ(PT Enel Green Power Optima Way Ratai)	ジャカルタ	インドネシア	10,002,740	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90.00%	90.00%
プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・I・エスエルユー(Puerto Santa María Energía I SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
プエルト・サンタ・マリア・エネルジア・II・エスエルユー(Puerto Santa María Energía II SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
ピュリダ・エナジー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Pulida Energy (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	52.70%	52.70%
パンプキン・ヴァイン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Pumpkin Vine Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クアティアラ・エネルジア・エスエー(Quatiara Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	13,766,119	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
クイーンズ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Queens Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
コーン・パーク・ソーラー・ファーム(ピーテイーワイ)エルティーディー(Quorn Park Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コーン・ホールディン(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	50.00%
コーン・パーク・ソーラー・ファーム・トラスト(Quorn Park Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	100	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	コーン・パーク・ソーラー・ファーム・トラスト	100.00%	50.00%
ラレー・ソーラー・I・エルエルシー(Raleigh Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランチランド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Ranchland Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Ranchland Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アズーレランチII・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Ranchland Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

前へ　次へ

ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー(Rattlesnake Creek Holdings LLC)	デラウェア	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラウシュ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rausch Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アールシー・ウィンド・エスアールエル(RC Wind Srl)	ミラノ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	0.50%	0.50%
アールイー・アロヨ・エルエルシー(RE Arroyo LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
リークトルテスト・エスアールオー(Reaktortest Sro)	トルナヴァ	スロバキア	66,389	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	49.00%	16.17%
リビルディング・アジェンテ・リハビィテーダー・エスエル(Rebuilding Agente Rehabilitador SL)	マドリード	スペイン	250,000	ユーロ	エネルX	エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー	50.00%	35.06%
レッド・キャップ・インポフ(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu (Pty) Ltd)	サントン	南アフリカ	20,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100.00%	50.00%
レッド・キャップ・インポフ・イースト(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu East (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	35,059,068	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100.00%	50.00%
レッド・キャップ・インポフ・ウエスト(ピーティーワイ)エルティーディー(Red Cap Impofu West (Pty) Ltd)	ハウテン	南アフリカ	10,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	インポフ・クラスター・インヴェストメント・エスピーヴイ(アールエフ)(ピーティーワイ)・エルティーディー	100.00%	50.00%
レッド・カーディナル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Red Cardinal Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコミュニカシオネス・エスエー(Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマシティ	パナマ	2,700,000	米ドル	サービス	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・I・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・ダート・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Dirt Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・フォックス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Fox Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・スタッグ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Red Stag Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Red Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・ヤッカ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Red Yucca Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リーガル・ライジング・ソーラー・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Regal Rising Solar Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
レン・ウェーブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ren Wave Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

レノバブルズ・アンドラ・エスエルユー(Renovables Andorra SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
レノバブルズ・ブロヴァレス・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Brovales 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー エミンテグラル・サイクル・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	6.24% 6.24% 16.99% 22.20% 6.24% 6.24%	44.98%
レノバブルズ・ブロヴァレス・セグラ・ド・レオン・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Brovales Segura de León 400 kV SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エミンテグラル・サイクル・エスエルユー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33.02% 31.03%	44.91%
レノバブルズ・デ・グアテマラ・エスエー(Renovables de Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	1,924,465,600	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー エネル・グアテマラ・エスエー	100.00% 0.00%	47.18%
レノバブルズ・ラ・ペドレラ・エスエルユー(Renovables La Pedrera SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
レノバブルズ・マンサナレス・400・ケーヴイ・エスエル(Renovables Manzanares 400 kV SL)	マドリード	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー ストーンウッド・デサロロス・エスエルユー	27.86% 16.12%	30.84%
レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー(Renovables Mediavilla SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
レノバブルズ・テルエル・エスエルユー(Renovables Teruel SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
リザヴォア・フォールズ・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Reservoir Falls Energy Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラインストーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Rhinestone Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リビナ・レノバブルズ・400・エスエル(Ribina Renovables 400 SL)	ボスエロ・デ・アラルコン	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40.21%	28.19%
リバー・ミル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(River Mill Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リバー・ポイント・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(River Point Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リヴァーベンド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Riverbend Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
リヴァービュー・エルピー(Riverview LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク リヴァービュー・マネジメント・インク	50.50% 1.00%	51.01%
リヴァービュー・マネジメント・インク(Riverview Management Inc.)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	51.00%	51.00%
リヴァービュー・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Riverview Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Roadrunner Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

ロードランナー・ストレージ・エルエルシー(Roadrunner Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings II LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Creek Wind Project LLC)	クレイトン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・プレーリー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Prairie Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー(Rockhaven Ranchland Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロックヘブン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rockhaven Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロックヘブン・ランチランド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー(Rocky Caney Holdings LLC)	オクラホマシティ	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	10.00%	10.00%
ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー(Rocky Caney Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	10.00%
ロッキー・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rocky Ridge Wind Project LLC)	オクラホマシティ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100.00%	10.00%
ロドニコヴスカヤ・ダブリューピーエス(Rodnikovskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	6,010,000	ロシア ルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
ロハ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Roha Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インド ルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ローリング・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rolling Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ロージー・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Rosy Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ルストン・リッジ・エルエルシー(Ruthton Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
エス４エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノサ(S4ma Developments Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,000	ポーランド ズロチ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
サクメ・エスエー(Sacme SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	12,000	アルゼンチン ペソ	エネル・グリッド	エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスル	50.00%	29.66%
サドル・ハウス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Saddle House Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ソルト・スプリングス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Salt Springs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サルト・デ・サン・ラファエル・エスエル(Salto de San Rafael SL)	セビリア	スペイン	462,186	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.00%	35.06%

サン・フランシスコ・デ・ボルハ・エスエー(San Francisco de Borja SA)	サラゴサ	スペイン	60,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	66.67%	46.74%
サン・フアン・メサ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(San Juan Mesa Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
サノサリ・エナジー・プライベート・リミテッド(Sanosari Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
サント・ロストロ・コジェネラシオン・エスエー(清算中)(Santo Rostro Cogeneración SA in liquidation)	セビリア	スペイン	207,340	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45.00%	31.55%
サーディ・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(Sardhy Green Hydrogen Srl)	サッロク	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
サウグス・リヴァー・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Saugus River Energy Storage LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
サバンナ・パワー・ソーラー・10・エスエルユー(Savanna Power Solar 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
サバンナ・パワー・ソーラー・12・エスエルユー(Savanna Power Solar 12 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
サバンナ・パワー・ソーラー・13・エスエルユー(Savanna Power Solar 13 SLU)	セビリア	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
サバンナ・パワー・ソーラー・４・エスエルユー(Savanna Power Solar 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
サバンナ・パワー・ソーラー・５・エスエルユー(Savanna Power Solar 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
サバンナ・パワー・ソーラー・６・エスエルユー(Savanna Power Solar 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
サバンナ・パワー・ソーラー・９・エスエルユー(Savanna Power Solar 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
エスイー・スルズビー・インジニエルスキ・スタヴィエブ・エスアールオー(Se Služby Inžinierskych Stavieb Sro)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	200,000	ユーロ	火力発電	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
シーウェイ・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seaway Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
セクシオナドラ・アルモドヴァル・レノバブルズ・エスエル(Seccionadora Almodóvar Renovables SL)	マラガ	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	37.50%	26.29%
セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー(Seguidores Solares Planta 2 SLU)	マドリード	スペイン	3,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー(Servizio Elettrico Nazionale SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
セット・カルモナ・400・ケーヴイ・レノバブルズ・エスエル(Set Carmona 400 kV Renovables SL)	セビリア	スペイン	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	16.00%	11.22%
セティル・エスアールエル(Setyl Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	27.50%	27.50%

セブン・カウボーイ・ピーピーエー・エルエルシー(Seven Cowboy PPA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ノース・アメリカ・ピーピーエー・エルエルシー	100.00%	100.00%
セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
セブン・カーボーイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	セブン・カーボーイ・ウィンド・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
セブン・カウボーイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboys Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シャーク・パワー・10・エスエルユー(Shark Power 10 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・4・エスエルユー(Shark Power 4 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・5・エスエルユー(Shark Power 5 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・6・エスエルユー(Shark Power 6 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・7・エスエルユー(Shark Power 7 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・8・エスエルユー(Shark Power 8 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・9・エスエルユー(Shark Power 9 SLU)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	シャーク・パワー・エスエルユー	100.00%	70.12%
シャーク・パワー・エスエルユー(Shark Power SLU)	マドリード	スペイン	143,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
シェファード・パス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shepherd Pass Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シアワッシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shiawassee Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シールド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Shield Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
シカール・スルヤ(ワン)プライベート・リミテッド(Shikhar Surya (One) Private Limited)	グルグラム	インド	340,100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
シシリー・エスアールエル(Sicilhy Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エスアイイーティー－ソシエタ・インフォルマツィオーニ・エスペリエンツェ・テルモイドラウリケ・エスピーエー(SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA)	ピアチェンツァ	イタリア	697,820	ユーロ	サービス	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	41.55%	41.55%
シルト・ソーラー・I・エルエルシー(Silt Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

シルバー・ドラ―・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Silver Dollar Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シルバーウェア・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Silverware Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シネルジア・イーダブリューアール4(Sinergia EWR4)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
シネルジア・ジーピー6・エスアールエル(Sinergia GP6 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
シネルジア・ジーピー7・エスアールエル(Sinergia GP7 Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
システマ・エレクトリコ・デ・コネクシオン・ヴァルケール・エスエル(Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリード	スペイン	175,200	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	28.13%	19.72%
システマス・エネルジェティコス・マニョン・オルチゲイラ・エスエー(Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	2,007,750	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	96.00%	67.31%
スカイビュー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スカイビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エスエル・エナジー・エスエーシー(SL Energy SAC)	リマ	ペルー	1,000	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー エネル・ペルー・エスエーシー	99.90% 0.10%	71.55%
スリープ・ハロウ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Sleep Hollow Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ブリック・ロード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ (Slovak Power Holding BV)	アムステルダム	オランダ	25,010,000	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エネルジェティケ・スルズビー・エスアールオー(Slovenské elektrárne - Energetické Služby Sro)	ブラチスラヴァ	スロバキア	4,505,000	ユーロ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス(Slovenské elektrárne AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	1,269,295,725	ユーロ	火力発電 取引 エンドユーザー市場	スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ	66.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・セスカ・リパブリカ・エスアールオー(Slovenské elektrárne Česká Republika, Sro)	モラフスカー・オストラヴァ	チェコ	295,819	チェココルナ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
スモーキー・ヒル・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Smoky Hill Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Smoky Hills Wind Farm LLC)	トピカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100.00%	100.00%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー(Smoky Hills Wind Project II LLC)	レネックサ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100.00%	100.00%
スノーウィー・クノール・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Snowy Knoll Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スナイダー・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Snyder Wind Farm LLC)	ハームリー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	テクスカン・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%

ソシーベ・エネルジア・エスエー(Socibe Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	12,969,032	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ソシエダッド・アグリコラ・デ・カメロス・エルティーディーエー(Sociedad Agrícola de Cameros Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	5,738,046,495	チリペソ	ファイナンス	エネル・チリ・エスエー	57.50%	37.33%
ソシエダッド・エオリカ・デ・アンダルシア・エスエー(Sociedad Eólica de Andalucía SA)	セビリア	スペイン	4,507,591	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	64.75%	45.40%
ソシエダッド・エオリカ・エル・プンタル・エスエル(Sociedad Eólica el Puntal SL)	セビリア	スペイン	1,643,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	50.00%	35.06%
ソシエダッド・エオリカ・ロス・ランセス・エスエー(Sociedad Eólica Los Lances SA)	セビリア	スペイン	2,404,048	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60.00%	42.07%
ソシエタ・エレットリカ・トリニョ・エスアールエル(Società Elettrica Trigno Srl)	ローマ	イタリア	100,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
ソエットウォーター・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Soetwater Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	55.00%	27.50%
ソラナ・レノバブルズ・エスエル(Solana Renovables SL)	マドリード	スペイン	6,246	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	39.90%	27.97%
ソリロキ・リッジ・エルエルシー(Soliloquoy Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ソナ・エネルジー・ユレティム・アノニム・シルケティ (Sona Enerjí Üretím Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	50,000	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
ソナック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sonak Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ソーン・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Sone Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ソタヴェント・ガリシア・エスエー(Sotavento Galicia SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	601,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	36.00%	25.24%
サウス・イタリー・グリーン・ハイドロゲン・エスアールエル(South Italy Green Hydrogen Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
サウス・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(South Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
サウス・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(South Sky Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サウザン・スター・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southern Star Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サウスウェスト・トランスミッション・エルエルシー(Southwest Transmission LLC)	シダー・ブラフ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
サウスウェスタン・レイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Southwestern Rays Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー(Spartan Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
スピナツォーラ・エスピーヴイ・エスアールエル(Spinazzola SPV Srl)	ローマ	イタリア	10,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

前へ　次へ

スプリング・ウィート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Spring Wheat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スクエア・ダンス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Square Dance Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スリージャ・インフラストラクチャー・プライベート・リミテッド(Sreeja Infrastructure Private Limited)	ハイデラバード	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ステイブル・ブルック・ストレージ・プロジェクト・リミテッド・パートナーシップ(Stable Brook Storage Project Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ストレージ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Stampede Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・スタンピード・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スタンピード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stampede Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンス・ポスト・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スター・キャッチャー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Star Catcher Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スター・エナジー・シングル・メンバー・ピーシー(Star Energy Single Member PC)	マルーシ	ギリシャ	63,010	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	50.00%
ステーション・テールズ・ソーラー・リミテッド・パートナーシップ(Station Tales Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	100	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
スターリング・アンド・ウィルソン・エネルX・イーモビリティ・プライベート・リミテッド(Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited)	ムンバイ	インド	90,000,000	インドルピー	エネルXeモビリティ	エネルX・ウェイ・エスアールエル	50.00%	50.00%
スティルマン・ヴァレー・ソーラー・エルエルシー(Stillman Valley Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー(Stillwater Woods Hill Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スティパ・ナヤア・エスエー・デ・シーヴイ(Stipa Nayaá, SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,811,016,347	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	55.21% 44.79%	99.99%
ストックヤード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stockyard Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ストーン・ベルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stone Belt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ストーンウッド・デザロロス・エスエルユー(Stonewood Desarrollos SLU)	マドリード	スペイン	4,053,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
ストーリー・プレインズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Storey Plains Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ストーミー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Stormy Hills Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ストリーンズタウン・ソーラー・I・エルエルシー(Strinestown Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

スアヴェ・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Suave Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイエネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.10% 99.90%	100.00%
サブリュナリー・トレーディング(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Sublunary Trading (RF)(Pty) Ltd)	ブライアンストン	南アフリカ	13,750,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	57.00%	57.00%
シュガー・パイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sugar Pine Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サジェスチョン・パワー・ウニペソアル・エルティーディーエー(Suggestion Power Unipessoal Ltda)	パソ・デ・アルコス	ポルトガル	50,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	100.00%	70.12%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディス・エスエー(Suministradora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	12,020,240	ユーロ	エネル・グリッド	エンデサ・エスエー	33.50%	23.49%
スミニストロ・デ・ルズ・イ・フュエルザ・エスエル(Suministro de Luz y Fuerza SL)	バルセロナ	スペイン	2,800,000	ユーロ	エネル・グリッド	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエルユー	60.00%	42.07%
サミット・エナジー・ストレージ・インク(Summit Energy Storage Inc)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.00%	75.00%
サン・リヴァー・エルエルシー(Sun River LLC)	ベンド	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
サン・ロック・ソーラー・リミティッド・パートナーシップ(Sun Rock Solar Limited Partnership)	カルガリー	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ソーラー・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
サン・アップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sun Up Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エスユーエヌ４・コリタ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノシア(Sun4 Koryta Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,750	ポーランドズロチ	エネル・グリーン・パワー	エス４エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノサ	80.00%	80.00%
エスユーエヌ４・トジム・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノシア(Sun4 Torzym Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością)	ワルシャワ	ポーランド	5,750	ポーランドズロチ	エネル・グリーン・パワー	エス４エムエー・ディベロップメンツ・スポルカ・ジー・オグラニクゾナ・オドパウイエドジアルノサ	80.00%	80.00%
サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Sundance Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンフラワー・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sunflower Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スウェザー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Swather Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スウィート・アップル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sweet Apple Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
タエ・テクノロジーズ・インク(TAE Technologies Inc.)	ポーリング	米国	53,207,936	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1.02%	1.02%
タッセリング・ジュエル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Tasseling Jewel Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
タウステ・エネルジア・ディストリビュイダ・エスエル(Tauste Energía Distribuida SL)	ザラゴザ	スペイン	60,508	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	51.00%	35.76%

ティール・カヌー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Teal Canoe Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
テクノグアット・エスエー(Tecnoguat SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	30,948,000	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・コロンビア・エスエー・イーエスピー	75.00%	35.38%
テホ・エネルジア―プロデューソォン・エ・ディストリビューソォン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー(Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA)	リスボン	ポルトガル	5,025,000	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	43.75%	30.68%
テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ(Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,892,643,576	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	32.90 %	32.90%
テラ・リニューアブルズ・インディア・プライベート・リミテッド(Tera Renewables India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
テルミカ・コッレフェッロ・エスピーエー(Termica Colleferro SpA)	ボローニャ	イタリア	6,100,000	ユーロ	エネルX	コジェニオ・エスアールエル	60.00%	12.00%
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マルティン・エスエー(Termoeléctrica José de San Martín SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	7,078,298	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	5.60%	3.03%
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラノ・エスエー(Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	7,078,307	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6.23%	3.37%
テルモテック・エネルジア・エーアイイー(清算中)(Termotec Energía AIE) (in liquidation)	ラ・ポブラ・デ・バルボナ	スペイン	481,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	45.00%	31.55%
テレル・レノバブルズ・エスエル(Terrer Renovables SL)	マドリード	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	ベイリオ・ソーラー・エスエルユー デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	11.66% 8.83% 9.08%	20.73%
テキサス・セージ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Texas Sage Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
テクスカン・ウィンド・エルエルシー(Texkan Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・テクスカン・インク	100.00%	100.00%
タール・スルヤ・１・プライベート・リミテッド(Thar Surya 1 Private Limited)	グルガオン	インド	1,127,840	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	51.00%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・Ｉ・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンダー・ランチ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンダーエッグ・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンダーエッグ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ティコ・ソーラー・１・エスエルユー(Tico Solar 1 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%

ティコ・ソーラー・２・エスエルユー(Tico Solar 2 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
タイトン・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Tieton Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
トビヴォックス(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Tobivox (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
トレド・ピーヴイ・エーアイイー(Toledo PV AIE)	マドリード	スペイン	26,888	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	33.33%	23.37%
トロ・レノバブルズ・400・ケーヴイ・エスエル(Toro Renovables 400 kV SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エフアールヴイ・サモラ・ソーラー・１・エスエルユー	8.28%	5.81%
トレパルマ・エナジー・1・エスエルユー(Torrepalma Energy 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,100	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	100.00%	70.12%
トレードウィンド・エナジー・インク(Tradewind Energy Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
トレーディング・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Trading Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
トレイル・ライド・キャニオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Trail Ride Canyon Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
トランスフォーマドラ・アルモドバル・レノバブルズ・エスエル(Transformadora Almodóvar Renovables SL)	セビリア	スペイン	5,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	60.53%	42.44%
トランスポルタドラ・デ・エネルジア・エスエー―ティーイーエスエー(Transportadora de Energía SA - TESA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,584,473,416	アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・アルジェンチーナ・エスエー エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー	0.00% 60.15% 39.85%	82.27%
トランスポルテス・イ・ディストリビュシオネス・エレクトリカス・エスエー(清算中)(Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidation)	アラト	スペイン	72,121	ユーロ	エネル・グリッド	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエルユー	73.33%	51.42%
トレヴァゴ・レノバブルズ・エスエル(Trévago Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエルユー	17.73% 17.77%	24.89%
ツァー・ニコラス・エルエルシー(Tsar Nicholas LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
チュリップ・グローブ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Tulip Grove Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
タンブルウィード・フラット・ソーラープロジェクト・エルエルシー(Tumbleweed Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
トゥンガ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Tunga Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	96,300,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ティーダブリューイー・フランクリン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(TWE Franklin Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ティーダブリューイー・ロット・ディーエー・エルエルシー(TWE ROT DA LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

ツイン・レーク・ヒルズ・エルエルシー(Twin Lake Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ツイン・サラナック・ホールディングス・エルエルシー (Twin Saranac Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
タイム・エスアールエル(Tyme Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ジェネラシオン・エスエーユー(Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	190,171,521	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエーユー	100.00%	70.12%
アッピントン・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Upington Solar (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・エー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	286,427,454	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・ビー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	135,748,697	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・シー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	135,805,024	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・ディー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	135,653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・イー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・エフ・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・エオリカ・ペドラ・ピンタ―ダ・ジー・エルティーディーエー(Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	653,327	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・11・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	249,033,267	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・12・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・13・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・14・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・15・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・16・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%

前へ　次へ

ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・17・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・21・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・22・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・23・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ウジナ・フォトヴォルタイカ・アリノス・イー・24・エルティーディーエー(Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda)	リオデジャネイロ	ブラジル	221,724,006	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ユーエスエムイー・ゼットイー・エスエーエス(USME ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	739,653,977	コロンビアペソ	エネルX	ボゴタ・ゼットイー・エスエーエス	100.00%	9.44%
ウスタヴ・ヤデルネホ・ヴィズクム・レズ・エーエス(Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS)	レズ	チェコ	524,139,000	チェココルナ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	27.77%	9.17%
ヴァユ(プロジェクト1)プライベート・リミテッド(Vayu (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	30,000,000	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
ヴェクター・エネルジー・ユーレチム・アノニム・シルケティ(Vektör Enerjí Üretím Anoním Sírketí)	イスタンブール	トルコ	3,500,000	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
ヴェルヴェット・ウィート・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Velvet Wheat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	7,315,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	4,727,414	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ヴェントス・デ・サント・オレステス・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,754,031	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ベントス・デ・サン・チリロ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA)	リオデジャネイル	ブラジル	2,572,010	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ヴェントス・デ・サン・マリオ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Mário Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	2,492,000	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ヴェントス・デ・サオ・ロック・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Roque Energias Renováveis SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	10,188,722	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	82.27%
ヴィエントス・デル・アルティプラーノ・エスエー・デ・シーヴイ(Vientos del Altiplano SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,455,854,094	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
ビジャヌエヴァ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(Villanueva Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	205,316,027	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
ヴィルレイロス・エスエル(Viruleiros SL)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	160,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	67.00%	46.98%

ヴィヴァ・ラボズ・エーエス(Viva Labs AS)	オスロ	ノルウェー	1,250,000	ノルウェークローネ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
ワゴン・トレイン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wagon Train Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ウォーキング・ホース・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Walking Horse Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワペラ・ブラッフス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wapella Bluffs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー(Waseca Solar LLC)	ワセカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ウェイポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Waypost Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウェーバー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Weber Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
ウェスト・ファリボート・ソーラー・エルエルシー(West Faribault Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ウェスト・ワコニア・ソーラー・エルエルシー(West Waconia Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ウェスタン・ニューヨーク・ウィンド・コーポレーション(Western New York Wind Corporation)	アルバニー	米国	300	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ウエスタン・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Western Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワートンーエル・キャンポ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wharton-El Campo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(White Cloud Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホワイト・クラウド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Cloud Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホワイト・ピークス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Peaks Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホワイトテイル・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whitetail Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	99	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホイトルズ・フェリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whittle's Ferry Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルド・オックス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wild Ox Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

ワイルド・ラン・エルピー(Wild Run LP)	アルバータ	カナダ		10	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
ワイルド・シックス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wild Six Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルドキャット・フラッツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wildcat Flats Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウィルダネス・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wilderness Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国		-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルドフラワー・フラッツ・バッテリー・プロジェクト・エルエルシー(Wildflower Flats Battery Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルドフラワー・フラッツ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wildflower Flats Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ウィンド・ベルト・トランスコ・エルエルシー(Wind Belt Transco LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・アナトリス―プリニアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	15,803,388		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンド・パークス・カサラス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Katharas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	19,932,048		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンド・パークス・ケラシアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Kerasias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	26,107,790		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンド・パークス・ミリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Milias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	19,909,374		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンド・パークス・ミティカス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Mitikas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	22,268,039		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンド・パークス・プラタノス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Platanos Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	13,342,867		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンド・パークス・スピリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Spilias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	28,267,490		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	50.00%
ウィンドブレーカ・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Windbreaker Storage Project LLC)	アンドーヴァー	米国		1	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ウィンターズ・スポーン・エルエルシー(Winter's Spawn LLC)	ミネアポリス	米国		-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ダブリューケーエヌ・バジリカタ・ディベロップメント・ピーイー1・エスアールエル(Wkn Basilicata Development PE1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000		ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
ウッズ・ヒル・ソーラー・エルエルシー(Woods Hill Solar LLC)	ウィルミントン	米国		-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エックスバス・イタリア・エスアールエル(X-bus Italia Srl)	ミラノ	イタリア	15,000		ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	20.00%	20.00%
ヤシーレク・エスエー(Yacylec SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	20,000,000		アルゼンチンペソ	エネル・グリッド	エネル・アメリカス・エスエー	33.33%	27.42%

イェデサ・コジェネラシオン・エスエー(清算中)(Yedesa Cogeneración SA in liquiation)	アルメリア	スペイン	234,395 ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルユー	40.00%	28.05%
イエロー・ローズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Yellow Rose Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヨークタウン・エナジー・ストレージ・1・エルエルシー(Yorktown Energy Storage 1 LLC)	ボストン	米国	- 米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ザカパ・トプコ・エスエーアールエル(Zacapa Topco Sàrl)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	29,970,000 ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	19.50%	19.50%
ズー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Zoo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

前へ

5【従業員の状況】

2023年12月31日現在、エネル・グループの従業員数は61,055人（2022年12月31日時点は65,124人）であった。2023年の当グループ内の4,069人の減少は、当期間中の新規雇用と退職のマイナスのバランス（201人の減少）の影響に加え、以下を含む連結範囲の変更によるマイナスの影響（3,868人の減少）を反映している。

・アルゼンチンにおけるジェネラシオン・コスタネラの売却
・アルゼンチンにおけるセントラル・ドック・スード・エスエーの売却
・コロンビアにおけるユーエスエムイー・ゼットイー・エスエーエス及びフォンチボン・ゼットイー・エスエーエスの売却
・インドにおけるアヴィキラン・ソーラー・インディア・プライベート・リミテッドの売却
・オーストラリアにおけるエネル・グリーン・パワー・オーストラリアの売却
・ルーマニアにおける全会社の売却
・エネル・グリーン・パワー・ヘラス及びギリシアにおける全会社の売却

以下の表は、性別、年齢別、職位別及び地理的領域別に従業員数とその変動を分析したものである。また、従業員数のみ事業ライン別の分析も行っている。

年度末の従業員数

		2023	2022	変動	
従業員　性別	**人数**	**61,055**	**65,124**	**(4,069)**	**-6.2%**
－男性	人数	47,202	49,899	(2,697)	-5.4%
	%	77.3	76.6	0.7	0.9%
－女性	人数	13,853	15,225	(1,372)	-9.0%
	%	22.7	23.4	-0.7	-3.0%
従業員　年齢別	**人数**	**61,055**	**65,124**	**(4,069)**	**-6.2%**
－<30	人数	7,661	8,543	-882	-10.3%
	%	12.5	13.1	-0.6	-4.6%
－30-50	人数	35,111	36,795	-1,684	-4.6%
	%	57.6	56.5	1.1	1.9%
－>50	人数	18,283	19,786	-1,503	-7.6%
	%	29.9	30.4	-0.5	-1.6%
従業員　職位別	**人数**	**61,055**	**65,124**	**(4,069)**	**-6.2%**
－シニアマネージャー	%	2.10	2.1	-	-
－ミドルマネージャー	%	20.3	19.4	0.9	4.6%
－オフィススタッフ	%	51.3	53.2	-1.9	-3.6%
－ブルーカラー	%	26.3	25.3	1.0	4.0%
従業員　地域別	**人数**	**61,055**	**65,124**	**(4,069)**	**-6.2%**
－イタリア	人数	31,470	31,664	(194)	-0.6%
	%	51.5	48.6	2.9	6.0%
－イベリア半島	人数	9,504	9,643	(139)	-1.4%
	%	15.6	14.8	0.8	5.4%
世界の他の地域	人数	20,081	17,361	110	0.6%
	%	28.6	26.7	1.9	7.1%
－ラテンアメリカ	人数	17,471	17,361	110	0.6%
	%	28.6	26.7	1.9	7.1%
－ヨーロッパ	人数	139	3,532	(3,393)	-96.1%
	%	0.2	5.4	-5.2	-96.3%
－北米	人数	1,747	2,100	(353)	-16.8%
	%	2.9	3.2	-0.3	-9.4%
－アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	724	824	(100)	-12.1%
	%	1.2	1.3	-0.1	-7.7%

事業ライン別従業員数

（人数）	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在継続事業合計を占める割合（%）	2022年12月31日現在継続事業合計を占める割合（%）
火力発電及び取引	5,725	6,447	9.3%	10.4%
エネル・グリーン・パワー	8,891	9,397	14.6%	15.2%
エネル・グリッド	30,946	30,262	50.7%	49.0%
エンドユーザー市場	8,926	8,293	14.6%	13.5%
ホールディング及びサービス	6,567	7,325	10.8%	11.9%
継続事業合計	**61,055**	**61,724**	**100.0%**	**100.0%**
非継続事合計	**-**	**3,400**		
合計	**61,055**	**65,124**		

従業員の変動

2022年12月31日現在	**65,124**
雇用	3,837
退職	(4,038)
連結範囲の変更	(3,868)
2023年12月31日現在	**61,055**

従業員の変動の内訳

		2023	2022	変動	
雇用割合	%	**6.3**	**9.8**	**-3.5**	**-35.7%**
新規雇用　性別	人数	**3,837**	**6,412**	**-2,575.0**	**-40.2%**
－男性	人数	3,153	4,356	(1,203)	-27.6%
	%	82.2	67.9	14.3	21.1%
－女性	人数	684	2,056	(1,372)	-66.7%
	%	17.8	32.1	-14.3	-44.5%
新規雇用　年齢別	人数	**3,837**	**6,412**	**(2,575)**	**-40.2%**
－<30	人数	1,627	3,359	(1,732)	-51.6%
	%	42.4	52.4	-10.0	-19.1%
－30-50	人数	2,054	2,905	(851)	-29.3%
	%	53.5	45.3	8.2	18.1%
－>50	人数	156	148	8	5.4%
	%	4.1	2.3	1.8	78.3%
新規雇用　地域別	人数	**3,837**	**6,412**	**(2,575)**	**-40.2%**
－イタリア	人数	1,036	2,866	(1,830)	-63.9%
	%	27.0	44.7	-17.7	-39.6%
－イベリア半島	人数	395	741	(346)	-46.7%
	%	10.3	11.6	-1.3	-11.2%
世界の他の地域	人数	2,406	2,805	(399)	-14.2%
	%	62.7	43.7	19.0	43.5%
－ラテンアメリカ	人数	1,921	1,542	379	24.6%
	%	50.1	24.0	26.1	-
－ヨーロッパ	人数	104	443	(339)	-76.5%
	%	2.7	6.9	-4.2	-60.9%
－北米	人数	253	614	(361)	-58.8%
	%	6.6	9.6	-3.0	-31.3%
－アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	128	206	(78)	-37.9%
	%	3.3	3.2	0.1	3.1%
離職割合	%	**6.6**	**6.8**	**-0.2**	**-2.9%**
退職　性別	人数	**4,038**	**4,414**	**(376)**	**-8.5%**
－男性	人数	3,093	3,391	(298)	-8.8%
	%	76.6	76.8	-0.2	-0.3%
－女性	人数	945	1,023	(78)	-7.6%
	%	23.4	23.2	0.2	0.9%
退職　年齢別	人数	**4,038**	**4,414**	**(376)**	**-8.5%**
－<30	人数	497	655	(158)	-24.1%
	%	12.3	14.8	-2.5	-16.9%
－30-50	人数	1,804	1,759	45	2.6%
	%	44.7	39.9	4.8	12.0%
－>50	人数	1,737	2,000	(263)	-13.2%
	%	43.0	45.3	-2.3	-5.1%
退職　地域別	人数	**4,038**	**4,414**	**(376)**	**-8.5%**
－イタリア	人数	1,230	1,224	6	0.5%
	%	30.5	27.7	2.8	10.1%
－イベリア半島	人数	534	578	(44)	-7.6%
	%	13.2	13.1	0.1	0.8%
世界の他の地域	人数	2,724	2,612	(338)	-12.9%
	%	56.3	59.2	-2.9	-4.9%
－ラテンアメリカ	人数	1,348	1,534	(186)	-12.1%
	%	33.4	34.8	-1.4	-4.0%
－ヨーロッパ	人数	174	454	(280)	-61.7%
	%	4.3	10.3	-6.0	-58.3%
－北米	人数	606	428	178	41.6%
	%	15.0	9.7	5.3	54.6%
－アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	146	196	(50)	-25.5%
	%	3.6	4.4	-0.8	-18.2%

従業員１人当たりの平均研修時間

		2023	2022	変動	
平均研修時間	**時間／人**	**48.1**	**47.4**	**0.7**	**1.5%**
平均研修時間　職種別：					
－シニアマネージャー	**時間／人**	34.0	44.1	(10.1)	-22.9%
－ミドルマネージャー	**時間／人**	42.9	47.4	(4.5)	-9.5%
－オフィススタッフ	**時間／人**	40.3	43.0	(2.7)	-6.3%
－ブルーカラー	**時間／人**	69.3	57.1	12.2	21.4%
平均研修時間　性別：					
－男性	**時間／人**	50.7	48.3	2.4	5.0%
－女性	**時間／人**	39.7	44.3	(4.6)	-10.4%

多様性及び包摂

		2023	2022	変動	
障害者又は特定求職者	%	**3.4**	**3.3**	**0.1**	**3.0%**
女性シニアマネージャー及び女性ミドルマネージャー	人数	**4,447**	**4,463**	**(16)**	**-0.4%**
シニアマネージャー及びミドルマネージャーに占める女性の割合	%	32.5	31.8	0.7	2.2%
マネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	%	47.2	46.1	1.1	2.4%
シニアマネージャーの後継者育成計画に占める女性の割合	%	50.4	49.6	0.8	1.6%
基本給及び報酬の割合					
男性の基本給に対する女性の基本給の割合：					
－シニアマネージャー	%	84.5	83.9	0.6	0.7%
－ミドルマネージャー	%	93.9	92.8	1.1	1.2%
－オフィススタッフ	%	92.1	88.8	3.3	3.7%
－ブルーカラー	%	101.4	125.0	-23.6	-18.9%
男性の基本報酬に対する女性の基本報酬の割合：					
－シニアマネージャー	%	81.4	80.7	0.7	0.9%
－ミドルマネージャー	%	92.8	91.9	0.9	1.0%
－オフィススタッフ	%	92.5	89.3	3.2	3.6%
－ブルーカラー	%	102.1	125.4	-23.3	-18.6%

第３【事業の状況】

１【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(1)　経営方針、経営戦略及び経営目標等の達成の評価に利用される客観的指標

2023年11月、当グループは、３本の柱に基づいて、2024-2026年の新しい戦略計画を提示した。

・エネル・グループのリスク/リターンプロファイルを最適化することを目的とした、選択的な資本配分による収益性、柔軟性及び耐久性
・プロセスの簡素化、中核的な地域に焦点を当てたよりスリムな組織及び合理化されたコストに基づく、当グループの運営の推進力としての有効性及び効率性
・気候変動の課題への対処における価値創造を追求するための財務及び環境の持続可能性

2024年から2026年の３年間で、当グループは総額35.8十億ユーロの総投資計画を策定した。

・約18.6十億ユーロをグリッドに投資し、**品質**、**耐久性**及び**デジタル化**の向上並びに新規接続の促進に重点を置く。
・約12.1十億ユーロを再生可能エネルギー、特に陸上風力、太陽光及び蓄電池に投資し、また、発電所の再稼働等のプラクティスに活用する。
・約３十億ユーロをカスタマーエクスペリエンスに投資し、顧客向けの単一のタッチポイントを通じて利用可能な統合されたポートフォリオ内の商品とサービスを含む、マルチプレイのバンドル・オファーを通じて顧客基盤の積極的な管理を行う。

以上の戦略行動の結果、2026年のエネル・グループの通常EBITDAは、23.6十億ユーロから24.3十億ユーロの間に増加し、当グループの通常純利益は7.1十億ユーロから7.3十億ユーロの間に増加すると予測されている。

エネルの配当政策では、2024年から2026年の期間において、固定の１株当たり配当（DPS）を**0.43**ユーロとすることを規定しており、**キャッシュ・ニュートラルが達成された場合には、通常純利益の70%まで増配する可能性がある**。

2024年には、以下のことが計画されている。

・公正かつ透明な規制枠組みが整備されている地理的地域（特にイタリア）に焦点を当てた配電網への投資
・使用資本収益率の最大化及びリスクの最小化を目的とした再生可能エネルギーへの選択的投資
・一括マルチプレイによる顧客基盤の積極的な管理

上述の観点から、当グループの2024-2026年計画が基づく財務目標は、以下のとおり報告されている。

財務目標

	2023年	2024年	2026年
利益増加			
通常EBITDA（十億ユーロ）	22.0	22.1-22.8	23.6-24.3
通常利益（十億ユーロ）	6.5	6.6-6.8	7.1-7.3
価値創造			
１株当たりの配当額（ユーロ）	0.43	0.43＊ *キャッシュ・ニュートラルを達成した場合、DPSを通常利益の70%まで増加＊＊*	0.43＊

＊　最小DPS
＊＊ キャッシュ・ニュートラルは、事業活動からの資金（FFO）が、当グループの純投資額に固定の最低配当金を超える配当を加えた金額を完全にカバーすることによって達成される。

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(2) 経営環境

「第一部－第２ 企業の概況－３ 事業の内容」を参照のこと。

(3) 対処すべき課題

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが掲げたコミットメントを持続させるべく構成されている。2019年、エネルは国連からの行動要請に応え、2050年までに世界の平均気温の上昇を1.5℃に抑え、バリューチェーン全体で差し引きゼロになるように行動するという内容のコミットメントに署名した。2021年、エネルはネット・ゼロ・インパクト目標を2040年に前倒しすることを発表した。この目標の達成には、再生可能エネルギー及びエネルギー効率の大幅な加速だけでなく、経済モデル及び投資計画の完全な再考が必要である。

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが掲げたコミットメントを含む、当グループの戦略目標を、より効果的に達成するために構成されている。産業計画2024-2026における当グループの戦略は、３つの柱に重点を置いている。

１．収益性、柔軟性及び回復力
２．効率性及び実効性
３．財務的持続可能性及び環境的持続可能性

このビジネスモデルは、３つの主要参照事業（発電、配電及び顧客への販売）に結びついた当社の組織ユニットが、業界の主要なトレンド、特にエネルギー及びデジタル移行につながるトレンドがもたらす利益を最大限享受し、可能であればその移行の実施を促進するために、どのように事業を行うべきかを概説するものである。

全ての主要な組織ユニットに定められた役割は、同時に、目まぐるしく変わるエネルギー部門の状況がもたらすあらゆるリスクに効果的に対処できるようにすることを目的としている。

当グループは、事業を行う市場環境から生まれるあらゆる機会から十分な利益を享受するために、３つの異なるビジネスモデル（オーナーシップ、パートナーシップ及びスチュワードシップ）を採用し、定めた目標を達成するために活用している。

対象地域及び事業環境に応じて、最も適切で効果的なビジネスモデルが採用される。

・**オーナーシップ・ビジネスモデル**では、当グループが再生可能エネルギー、ネットワーク及び顧客に直接投資する。本モデルは主に、発電から最終顧客との関係まで、バリューチェーン全体を既に活用できる国々で事業を行う場合に使用される。例えば、ヨーロッパではイタリア及びスペイン又は南米のブラジルがある。総合利益の管理は、エネルギーの販売（エネルギー販売が行われる各市場における様々な選択肢が考慮される）及び調達フェーズ（当社の生産又は市場によって提供される他の調達オプションに関連したもの）の両方の同時最適化を前提としている。
・**パートナーシップ・ビジネスモデル**では、当グループは金融／産業パートナーを活用し投資の財務的持続性を保証している。資本の生産性及び柔軟性は最大化され、財務面のコントロールを失うことなく資産のリスク・プロファイルは最小限に抑えられる。
・**スチュワードシップ・ビジネスモデル**では、当グループが展開する様々な事業において、重要な金融及び産業パートナーとの取引を通じて培ったノウハウの価値を最大化するために、既存のジョイント・ベンチャー（新規に設立された又は少数株主持分を取得して設立されたもの）に出資する。これは、パートナーに対する特定の契約上のサービスを有効にすることによって又はそれらの株式を後に市場で価値算定することによっても行われる。このモデルは、主に当グループの事業展開が統合されていない国々で適用される。

この仕組みにおいては、各国は、より広範かつ国際的な事業ラインに関して、マトリックスの観点からその地域中で活動し、地域との関係、規制、参照小売市場及び地域コミュニケーションといった活動を管理する。現在、各事業が掲げる使命は以下のように要約される。

- **エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション：**この事業ラインを通じて、当グループは、常に電力システムの十分な安全性及び充足性を確保することを目指しながら、新たな再生可能エネルギー施設への投資を増やし続けることで、エネルギー移行を促進し、発電ミックス及び事業を展開する国々の脱炭素化を管理している。さらに、デジタル化を活用することにより、資産をより一層効率的かつ効果的に運用し、フリートのパフォーマンスと新しいプラントの設計の向上につなげている。
- **国際エネルギー及びコモディティ管理：**この事業ラインを通じて、当グループは、当社が単一のポートフォリオとして事業を行う市場におけるエネルギーによる利益を管理している。このポートフォリオでは、発電及び小売事業は常に最適なバランスを確保することができる。また、この事業ラインでは全ての取引業務を国際デスク上で管理している。
- **エネル・グリッド：**エネルギー移行を実現するためのインフラを開発及び運用することで、当グループは、回復力と柔軟性のあるネットワークを通じて、地域に対して信頼性のあるエネルギー供給及びサービスの質を保証し、効率性、技術及びデジタル革新を活用し、十分な投資リターン及び現金創出を確保する。
- **エネルX・グローバル・リテール：**この事業ユニットは、顧客のための価値の最大化の実現、提供するサービスの革新及び開発、並びにこれらのサービスのライフサイクル全体を管理することを目的としている。当グループはとりわけ、何百万もの家族、産業、企業及び都市と地域に根ざした連携を行っている。この事業ラインは、顧客基盤へのエネルギー供給を最適化し、また、顧客との長期的な関係を管理することで、ポートフォリオから生み出される価値を最大化する。エネルギー転換はまた、バンドリング販売、eモビリティサービス及び顧客の電化を促進することができるその他の商品を通じても可能である。

当グループの戦略への投資

2024年から2026年にかけて当グループが行う投資の総額は、約36十億ユーロとなる見込みで、概ね主要国に集中しており、パートナーシップ・ビジネスモデル及び公的金融を活用した純投資は、約26十億ユーロになると予想される。グリッドは、戦略計画期間中の投資の約53%を占めると予想されており、エネルギー転換への道筋と収益のリスク軽減において極めて重要な役割が確認されている。グループの投資額の約47%（このうち約39%が発電事業への投資、約８%が顧客事業及び先進的なエネルギーサービスへの投資）は、当グループの統合的な営業戦略を後押しすることが期待される。投資額の約75%は、リスク重視戦略を追求してヨーロッパで行われる予定である。

発電及び小売事業：

2024年から2026年にかけて、当グループは、統合的な営業戦略への約17十億ユーロの投資を計画している。地理的な観点からみると、この投資のほぼ65%は、それぞれの国に支援的な規制環境が整っていることも考慮し、当グループが持続可能な電化のトレンドを活用できるイタリア及びスペインに配分される予定である。具体的には、当グループはイタリア及びスペインにおいて再生可能エネルギーの導入を加速させる予定であり、当グループの火力発電所をコモディティの変動に影響されない持続可能な技術で代替することによって、より長期的な固定価格取引を可能にする。

パートナーシップ・ビジネスモデルは、今後の３年間で導入される新規容量のうち50%超で使用される予定である。

グリッド：

2024年から2026年にかけて、当グループは、当グループの地理的プレゼンスの再バランス化及び規制環境の改善を踏まえ、また、エネルギー移行を推進するというグリッドの役割を強化するために、主にヨーロッパ（投資額の80%）をターゲットとして、約19十億ユーロ（公的資金控除後15十億ユーロ）のグリッドへの投資を計画している。当グループの資本分配は、グリッドのEBITDAを2023年の7.9十億ユーロから、2026年には約8.4十億ユーロまで増加させる見込みである。

財務管理

戦略計画に示された措置は、純負債のEBITDAに対する比率に直ちに目に見える好影響を与えることが予想され、2023年の2.7倍（純負債約60十億ユーロ）から2026年には2.3倍に低下すると予想される。同様に、純負債に対するFFOの比率は2023年に予想された25%から３パーセントポイント上昇し、2026年には29%となることが予想される。

負債コストはわずかに減少し、2026年には約3.8%に達すると予想される。

サステナブル・ファイナンスは、引き続き当グループの財務戦略の中核を担う。総負債合計に占める持続可能な資金源の割合は、2026年には約70%になることが予想される。

財務目標

2026年におけるグループの通常EBITDAは、2023年の22十億ユーロから増加し、23.6-24.3十億ユーロの範囲内での成長が見込まれる。2026年におけるグループの通常利益は、2023年の6.5十億ユーロから増加し、7.1-7.3十億ユーロの範囲内になると見込まれる。当グループは、シンプルで予測可能な配当政策を実施しており、DPSの下限を2024年から2026年の期間は0.43ユーロとし、キャッシュフローの均衡が達成された場合は、配当を最大70%増加させる。

２【サステナビリティに関する考え方及び取組】

(1) ガバナンス及びリスク管理

ガバナンス

「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。

リスク管理

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。

(2) 戦略並びに指標及び目標

戦略

「第一部－第３－１ 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等」及び「第一部－第３－５ 経営上の重要な契約等」を参照のこと。

指標及び目標

「第一部－第３－４－(3) 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」及び「第一部－第３－５ 経営上の重要な契約等」を参照のこと。

(3) 「人的資本」に関する戦略並びに指標及び目標

「第一部－第３－３ 事業等のリスク」及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等」を参照のこと。詳細は、以下のアドレスのEnel.comの「エネル・サステナビリティレポート2023」を参照されたい。

https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/2023/sustainability-report_2023.pdf.

3【事業等のリスク】

エネル・グループのリスク・ガバナンス・モデル

産業活動及び商業活動を行う上で、エネル・グループは、効果的に監視、管理及び軽減されなければ、業績及び財政状況に影響を与える可能性のあるリスクに晒されている。

この点に関して、エネルの内部統制及びリスク管理システム（ICRMS）の構造に沿って、当グループは、以下に説明する複数の「柱」に基づき、リスク管理モデルを採用しており、また、その管理を可能にするグループのリスクの統一分類法（「リスク・カタログ」）及び有機的表現を採用している。

リスク・ガバナンスの「柱」

エネルは、特定された各リスク・カタログに対するコントロールの管理、監視、統制及び報告を通して実世界で実現されているリスク・ガバナンスのための参照フレームワークを採用している。

当グループのリスク・ガバナンス・モデルは、国内及び国際的なリスク管理のベストプラクティスに沿っており、以下の柱に基づいている。

- 防衛線　当グループの取り決めは、重大なリスクについては、主な分野で役割を分担するという原則にのっとり、リスクの管理活動、監視活動及び統制活動の３つの防衛線に沿って構築されている。
- 当グループのリスク委員会　マネジメントレベルで構成され、最高経営責任者が議長を務める本組織は、以下を通して、戦略的ガイダンス及びリスク管理監督の責任を負っている。
  - 当グループが直面する主なエクスポージャー及びリスクの分析
  - リスク管理、リスク監視及びリスク制御プロセスにおける役割及び責任を特定するため、事業の責任を負うユニットとリスク監視及びリスク統制の責任を負うユニット間の組織分離の原則にのっとり、当グループ企業に適用される具体的なリスク方針の適応
  - 特定の事業制限及び必要かつ適切な場合における特定の状況又は需要に対するかかる制限の例外処理の承認
  - リスク反応戦略の定義

当グループのリスク委員会は通常年４回開催され、最高経営責任者及び「事務管理、財務及び統制」部門の一角をなす「リスク統制」ユニットの長が必要と判断した場合にも招集される。

- 地域リスク委員会の統合システム及び広域システム　当グループの事業の主なグローバル事業ライン及びグループが事業を展開する地理的領域に沿って組織され、その各トップマネジメントが代表を務める特定の地域におけるリスク委員会の存在により、地域レベルで最も特徴的なリスクに対する適切な監視を実施している。これらの委員会が当グループのリスク委員会と連携することにより、最も重要なエクスポージャーに関する情報及び緩和策について、当グループのトップマネジメントとの適切な合意を容易にし、また、グループレベルで定義されたガイドライン及び戦略を各地域で実施することができる。
- リスク・アペタイト・フレームワーク（RAF）　リスク・アペタイト・フレームワークは、リスク選考を決定する参照フレームワークを構成しており、各リスクの管理、測定及び統制への単一アプローチの定義及び適用を可能にする、統合され、かつ形式化されたシステムである。
- リスク方針　責任、調整メカニズム及び主な統制活動の分配は、直接関係する企業構成を含む、特定の承認手続に沿って定義された具体的な方針及び組織文書に表記されている。
- 報告　リスク・エクスポージャー及びリスク指標に関する具体的かつ定期的な情報フローは、グループレベル及び個別のグローバル事業ライン又は地理的領域毎に分類されており、エネルのトップマネジメント及び企業組織が、当グループの主なリスク・エクスポージャーを現在及び将来に渡って総合的に把握することができる。
- エネル・グループのリスクランドスケープ©　エネル・グループは、リスク・ガバナンス体制及び国際的なリスク管理規格ISO 31000:2018に基づき、データ可視化ツール（eリスクランドスケープ©）にサポートされたプロセスを用いて常にリスクを監視している。このシステムは、当グループの様々な地理的領域及び事業ラインからもたらされる情報を、当グループのリスク・カタログの定義に従って分類し、収集及び整理する。モニタリングプロセス及び統制プロセスには、リスク事象の発生確率（可能性）及び潜在的な経済的・財務的影響の規模に基づく評価指標が含まれ、当グループのトップマネジメントに、当グループのリスク・プロファイル並びに関連する管理及び緩和措置に関する動的に更新された見解が提供される。グリッドを通じて調整されたこれらの代表的な側面は、個々のリスクのレベルの指標を提供する。

2023年12月31日現在、エネル・グループは約300のリスクを監視しており、そのうち11のリスクはトップリスク（発生確率が平均を上回っており、潜在的な財務的影響が大きい）として特定され、主に規制リスク、法務／税務リスク及び／又は不確実性として特定された。

計画期間中に特定され検討されたトップリスクは、特にイタリア（３件）及びスペイン（２件）における法規制リスク（５件）を中心に、料金改定並びにコンセッションの更新及び収益性パラメータの認識に関するエクスポージャーに由来する戦略的リスクが集中していることが分かった。コンプライアンス・リスク（６件）は主に、ブラジル（４件）及びイタリア（１件）における税務リスク、米国（１件）における法務リスクに集中している。

当グループのリスク・カタログ

エネルは、グループレベル並びにリスク管理及びモニタリングプロセスに関与するコーポレート・ユニットの基準となるリスク・カタログを採用している。共通言語の採用により、グループ内のリスクのマッピング及び包括的な表現が容易となり、グループのプロセスに影響を与えるリスク及びその管理に関わる組織単位のリスクの主要な種類を特定することが可能になる。

リスク・カタログは、リスクの種類を以下に示される戦略リスク、財務及び事業リスク、（非）コンプライアンス・リスク・ガバナンス及び文化に関連するリスク並びにデジタル・テクノロジーを含むマクロカテゴリーに分類される。

戦略リスク

立法及び規制の展開

当グループは、規制市場において業務を行っている。様々なシステムの運用規則、並びにそれらを特徴付ける規定及び義務の変更は、当グループの業務及び業績に影響を及ぼす。

そのため、エネルは、以下のような立法及び規制に関する動向を緊密に監視している。

- 配電セグメントにおける規制の定期的な改訂
- 電力市場の自由化（特に、イタリアで規定された加速化及び南アフリカにおいて予想される展開について注視している。）
- 発電セグメントにおける容量支払メカニズムの動向
- 価格上昇の影響からユーザーを守るための規制措置

これらの事項の展開に関連するリスクを管理するために、エネルは、現地のガバナンス機関及び規制機関との関係を強化し、立法及び規制枠組みにおける不安定の原因に対処しこれを解消していく上で透明、協力的かつ積極的なアプローチを採用している。

マクロ経済的・地政学的動向

当グループはヨーロッパ、南米、北米及びアフリカを含む多くの地域で事業を展開しており、エネルは、カントリーリスク、例えばマクロ経済、財務、制度又は社会に関するリスク、特に発生すると収益フロー及び会社資産の価値の両方に重要な悪影響を及ぼし得るエネルギー部門に関連するこれらのリスクを考慮する必要がある。エネルは、事業を行っている国のリスクの危険度を監視することができる定量的オープンカントリーリスク評価モデルを採用している。

このオープンカントリーリスク評価モデルは、ある国に影響を与え得るリスク要因についてより広い視野を提供するため、発行した債務を返済する政府の能力に焦点を当てたより従来型のカントリーリスクの定義を超えることを目指している。このモデルは、経済的要因、制度及び政治的要因、社会的要因並びにエネルギー要因という４つのリスク構成要素に分類される。

より具体的には、オープンカントリーリスク評価モデルは、個々の国の経済的強靭性を測定することを目的としている。各国の経済的強靭性とは、世界の他の地域に対する位置付け、国内政策の有効性、銀行及び企業のシステムが持つ、システム全体の危機の前兆となり得る脆弱性、経済成長に関連した魅力のバランス、そして最終的には環境及び経済レベルのストレス要因（経済的要因）として異常気象を定量化することと定義される。これには、福祉、包摂及び社会進歩の水準の評価や、その国の制度及び政治体制の堅牢性（制度及び政治的要因）の評価並びに社会現象（社会的要因）を掘り下げた分析、エネルギーシステムの有効性及びエネルギー移行プロセスにおける現況も伴う。というのも、これらは全て、中長期的な投資の持続可能性を評価する上で重要な要因（エネルギー要因）となるためである。

具体的には、オープンカントリーリスク評価モデルに極端な気候現象を導入することで、地球規模の国レベルでの特定の気候ハザードの進展に関する統一評価を開発することが可能になる。

最後に、エネルギー移行プロセスの分析に関して、オープンカントリーリスク評価モデルには、目的を予測し、個々の国がとった行動及び道筋を定量化するために設計されたリスク及び機会の分析も含まれる。例えば、このモデルは、発電において再生可能エネルギー源が占める割合、電化プロセス及び国のエネルギーシステムの環境的持続可能性を反映する様々な要因を組み込んでおり、これとともに中長期的な国の成長の可能性及び魅力の評価にとって重要な特徴である。

気候変動に関連するリスク及び戦略的好機

気候変動に関連するリスクの特定及び管理並びに機会を捉えるための活動

前出のセクションで議論した通り、エネルギー移行及び気候変動は、当グループの活動に対して様々に影響する見込みである。

最新の気候変動報告基準に沿って体系化された方法により、主要なリスク及び機会、並びにこれらに関連する事業に対する影響を特定するため、当グループは、シナリオ変数と当グループの事業におけるリスク及び機会の種類との主な関係を明確に表し、リスク及び機会を管理する戦略的業務アプローチを策定し、軽減措置及び適応措置で構成されるフレームワークを採用している。

リスク／機会には２つの主要なマクロカテゴリーがある。移行シナリオの展開に関するものと、物理的変数の変化に関するものである。フレームワークは、全体の一貫性の確保を目的としており、かかるシナリオは、定量的でモデルを使用するアプローチにより、内部のステークホルダーや外部の当局との対話の進行を組み合わせて構築されており、自然界の移行現象（例えば、エネルギーコンテクスト）及び物理的現象（例えば、気候変動）の影響に関する分析及び評価を堅固な代替シナリオの中で行うことを可能にしている。

エネルギー移行には、規制及び法律の状況の変化と、技術開発及び競争の傾向、電化及びに顧客行動、並びにその結果としての市場の変化との両方に関連するリスク及び機会が伴う。

物的リスクは、急性的リスク（異常気象等）と慢性的リスクに分類され、前者は極めて激しい気象条件に、後者は緩やかだが構造的な気象条件の変化に関するものとなっている。

異常気象が発生した場合、当グループは、資産及びインフラが長期にわたり利用できないリスク、サービスの復旧費用、顧客の混乱等を経験することになる。気象条件が慢性的に変化した場合、当グループはその他のリスク又は機会にさらされる。例えば、気温構造が変化すれば、電力需要が変化して発電量に影響するおそれがあり、降雨又は風の条件が変化すれば、潜在的発電量が増減して当グループの事業に影響するおそれがある。一般的に、将来起こり得る変化に適応することは、革新及び戦略的ポジショニングの分野における活動も推進するため、新しい事業やより優れた製品は、変化する状況の中で持続的に生活するために発見される可能性がある。

エネル・グループは、移行及びそこから生まれる可能性のある機会の実現に貢献している。前述のとおり、既にエネルギー移行を強く志向する（投資の90%超を相当数の「持続可能な開発目標」の改善に向けている。）当グループの戦略的選択により、当グループは、特定済みの中長期の現象を考慮したポジショニングを取り、リスクの軽減と機会の最大化を「設計により」統合することができる。戦略的選択には、当グループが採用した最良の方法の実施が伴う。

フレームワークは、自然現象シナリオ及び移行シナリオと、当グループの事業に及ぼし得る影響の関連性も強調している。

こうした影響は、３つの時間軸の観点から評価される。１～３年の短期については、2023年に投資家に提示した「戦略計画」に基づく感度分析を行うことができる。2027年～2034年までの中期については、エネルギー移行の影響を査定することが可能である。2035年～2050年の長期においては、最も顕著な移行効果に加えて、慢性化した構造的な気候変動が発現し始めるはずである。

気候変動に関連するリスク及び機会の正確な特定及び管理を促進するために、これらのリスク及び機会を評価するための共通ガイドラインを記載したグループの方針が2021年に採用された。「気候変動のリスク及び機会」方針は、気候変動及びエネルギー移行に関連する問題を当グループのプロセス及び活動に組み込み、これにより、適応及び緩和戦略に沿った事業の耐性及び長期的な持続可能な価値創造を向上させるための産業上及び戦略上の選択を通知するための調和のとれたアプローチを定義する。この方針で考慮されている主な道筋は以下のとおりである。

- 現象の優先順位付け及びシナリオ分析。これらの活動には、当グループに関連する物理的及び移転現象並びに検討すべきシナリオのその後の作成が含まれ、内部及び外部ソースからのデータの分析及び処理により展開される。このようにして特定された現象について、シナリオ（例えば、再生可能資源の変化に関するデータ）を事業の運営（例えば、予想される潜在的発電量の変化）に結び付けるための機能を発展することができる。
- 影響の評価。これには、統合されたプロセス（例えば、新しい建物の設計、業務パフォーマンス等の評価）に沿って、業務、経済及び財務レベルの影響を定量化するために必要な全ての分析及び活動が含まれる。
- 業務上及び戦略上の措置。これまでの活動から得られた情報をプロセスに統合し、当グループの意思決定及び事業活動を伝える。これによって利益を得る活動及びプロセスの例としては、既存資産又は新規プロジェクトへの投資の評価におけるような資本分配、耐性計画の策定、リスク管理及び資金調達活動、技術及び事業の開発が挙げられる。

以下では、移行シナリオ及び物理的変数の発展によるリスク及び機会の主要因、気象及び気候の現象に関する事業経営における最良の実務、並びに定性的・定量的影響評価の実行について、検討している。上記の活動は、生み出された情報に対する分析、評価及び管理を年間を通じて継続してきた努力を基礎として成り立っている。最新の気候変動報告基準の勧告に沿って、気候変動に関連するリスク及び機会についての情報開示プロセスは、年を追って段階的かつ漸進的に進展する見込みである。

エネルギー移行及び気候変動に対するエネルの耐性

気候変動、技術の進歩、政策の進化、マクロ経済のファンダメンタルズ並びに地政学的情勢及び市場の状況の変化の影響によって、強靭な事業戦略、すなわち外部からの衝撃に耐えられ、そのため潜在的危機の原因を吸収し、ゆっくりであろうと急速であろうと外部の状況が変化しても繁栄することができる戦略と、新しい機会を特定し、それらを行動に移すことができる十分な柔軟性を備えた戦略を開発することがますます重要になっている。したがって、エネルギー移行シナリオ及び様々な気候変動シナリオに関連する要因を共同で考慮することが長期計画の前提条件となる。

一連の移行シナリオ及び気候シナリオは、例えば電力需要に対する温度の将来的な影響、より大きな電化及び脱炭素化のプロセスをサポートするために必要な投資、市場環境及び消費者習慣の進化を考慮して、戦略的及び産業的決定を導く役割を果たす。エネルの戦略計画は投資の90%超が再生可能資源による発電の漸進的拡大並びにエネルギーシステム及び顧客を漸進的な電化に導くためのインフラ及びサービスの開発による気候変動対策に集中していることを考えると、化石燃料の使用の大幅な削減並びに品質及び効率の向上を目的としていることから、当グループの投資及び活動は、パリ協定に合致したエネルギー転換に沿った長期的な成長経路の視点に立っている。

長期的な気候シナリオの適用により、当グループの資産及び事業ポートフォリオの適応計画の構築が可能となる。気候シナリオは、両方の高レベルの指標（比較可能な国別リスク指標）及び高解像度データの両方を提供する分析をするために、各事業に最も関連性の高い物理現象（熱波、豪雨、火災の危険性等）の特定から始まって展開され、これにより、単一施設レベルでの物理的影響を検討することができる。このアプローチは、既存のポートフォリオ及び新規投資の両方に適用される。新規投資に関する詳細は、別途のセクション「新規プロジェクトの評価における気候変動の影響の算入」に記載される。

資産脆弱性評価により、耐性を高めるための優先度の高い措置を特定することができる。

移行の現象：事業、リスク及び機会に対する影響

移行変数に伴うリスク及び機会に関して、当グループは、潜在的なリスク及び機会の原因を特定するため、様々な参照シナリオと、リスク特定プロセス（競争状況、産業の長期的なビジョン、重要性分析、技術革新等）を構成する各種要素とを併用している。最も重要な現象を優先的に表示している。以下は、この枠組みにおいて特定された主要なリスク及び機会である。

方針及び規制

排出及びカーボン・プライシングに関する制限

（市場主導型ではない）政府の措置及び市場ベースのメカニズムによる排出制限を強化する法令。

- 機会：カーボンフリー・テクノロジーに対する投資を促進するための、二酸化炭素価格シグナルを強化する指揮統制規制及び市場ベースのメカニズム。

・　リスク：各種当時者及び関係政策立案者が協調的アプローチを取れないこと、また政策手段の効果が限定的であること。これらは、エネルギー移行に重点を置いた断固たる当グループの戦略と比較した、各種部門における電化及び脱炭素化への動きのペースに影響を与える。

移行及びエネルギーの安全性を加速させるための方針及び規制

エネルギー移行を目的とした政策、規制枠組み及び市場設計の見直しが、各国のエネルギー構成の主流としての再生可能エネルギー資源の利用、エネルギー消費の電化、エネルギー効率及び電力システムの柔軟性向上、インフラの整備等、エネルギーシステムの導入に誘導する。

・　機会：当グループの戦略に沿った電力技術や配電網の長期市場（PPA、CfD）の整備により、再生可能エネルギーへの投資にとってより有利な枠組みを構築する。
・　リスク：行政の認可プロセスの遅延並びに中核国の市場設計及び規制枠組みの非効率性は、資産の収益性を低下させ、成長機会を制限するおそれがある。

回復力及び適応に関する規制

気候変動の変遷における回復力に対する投資を奨励するため、基準を上げ、特別なメカニズムを導入すること。

・　機会：サービス品質リスク、企業資産の損失リスク並びに顧客及びコミュニティへの継続性リスクによる影響を下げる投資から恩恵を受ける。
・　リスク：格別深刻な異常気象により想定を超える影響が生じた場合、復旧が計画よりも遅れるリスクがあり、評判リスクも伴う。

エネルギー移行のための金融政策

エネルギー移行を促す政策及び金融商品の開発。これにより投資フレームワーク及び政策立案者の長期的な、信頼できる安定したポジショニングをサポートすることができるはずである。金融市場及び公的金融商品に持続可能性を組み込むことを目的としたルール並びに／又は公的及び民間金融商品（ファンド、メカニズム、タクソノミー、ベンチマーク等）の導入。

・　機会：投資フレームワークに準じた新たな市場及び持続可能な金融商品を創出し、エネルギー移行目標並びにこれに伴う費用及び利息に対する影響に沿って、脱炭素化のために公的資金及び資金源の利用を拡大する。移行のための助成金付きサポート・ツール（ファンド及びコール）を導入する。
・　リスク：公的資金の状況の悪化により、エネルギー移行を加速させるための十分な行動を取れず、商品を提供できないこと、新たな商品及びルールの導入が不確実になり、又は遅れること。

市場

コモディティ価格のダイナミクス

商品価格の変動に関連するような市場のダイナミクスの変化は、事業者、政策立案者及び顧客の行動に影響を与える可能性がある。

・　機会：エネルギーコスト及び商品価格の変動によるエクスポージャーを削減するための解決策として、クリーンな電化が加速する。従来の化石燃料技術から効率的な電気技術への転換を図る顧客の傾向の高まり。
・　リスク：潜在的に不利な施策の導入による「無秩序な」エネルギー移行。

市場力学

気候変動のリスクに対する意識の高まりや規制の強化により、最終顧客はより持続可能な技術を採用する傾向がある。

・　機会：長期的な契約（PPA）への需要の高まりが一助を担い、電力需要の増加に伴うプラスの影響及び再生可能エネルギーの余地が大きくなる。

テクノロジー

移行を支援する新たなテクノロジーの浸透

電気自動車、貯蔵、需要反応及びグリーン水素の生産用の電解槽等の新たなテクノロジーの漸進的な浸透。業務モデル及び「プラットフォーム」ビジネスモデルを移行するためのデジタル・テクノロジーの大規模な採用。

- 機会：電気システムの柔軟性を支えるテクノロジー・ソリューション開発に対する投資のための余地の拡大。グリーン水素の生産のための再生可能エネルギーの追加的な後押し。
- リスク：原材料のサプライチェーンの減速及び中断は、調達の遅れ及び／又はコストの増加につながる可能性があり、再生可能エネルギー、貯蔵及び電気自動車の普及が遅れる可能性がある。

商品及びサービス

住宅用エネルギー消費及び工業プロセスの電化

最終利用の電化が徐々に進むにつれ、より低コストで、地域の排出量への影響が小さく、効率性の高い製品（ヒートポンプ式等）の地域住宅及び産業セクターへの普及が拡大する。商品以外のサービスを提供する機会が増え、顧客のエネルギーコスト及び二酸化炭素排出量を削減する機会の増加。消費の電化を支援するためのグリッドへの投資の拡大。

- 機会：電力効率の向上によるエネルギー消費量の減少を背景とした電力消費量の増加。商品以外のサービスを提供する機会並びに顧客のエネルギーコスト及び二酸化炭素排出量を削減する機会の増加。消費の電化を支援するため、グリットへの投資の拡大。
- リスク：この市場セグメントにおけるさらなる競争。増加する負荷及びサービス継続性を提供するために不可欠な電力網の適切な整備への依存。

電気モビリティ

気候変動の観点から、より効率的かつ効果的な輸送手段の利用、電気モビリティ及び充電インフラの開発の重視。

- 機会：電力需要の増加並びに電気輸送の浸透及び「商品を超えた」サービスの普及に伴うマージン拡大によるプラスの影響。
- リスク：この市場部門におけるさらなる競争。

当グループは、潜在的リスクを軽減し、エネルギー移行によって生まれる機会を捉えるため、既に戦略的行動を起こしている。

脱炭素化及びエネルギー移行に焦点を当てた戦略により、排出量削減に向けたより意欲的な方針の展開に伴うリスクに対して当グループの回復力が確保され、再生可能エネルギー発電、インフラ及び実現するテクノロジーの開発機会が最大化される。これは、統合されたプレゼンスを持つ国々での地理的位置付けによるところもある。

エネルギー移行がもたらすリスク及び機会を定量化するため、移行シナリオを検討した。

エネル参照シナリオでは、最終エネルギー消費の電化、特に運輸部門及び住宅部門における電化の発展が、電力消費の増加、ひいては電力需要の増加につながっている。このダイナミクスは、エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合の漸進的な増加に関連するリスクを低減しており、これは卸電力価格の低下を引き起こす可能性がある。さらに、長期的な報酬に有利な市場設計の見直しは、収益性に好影響を与えるだろう。

業務に最も影響を与える変数への影響を特定した。スローワー・トランジション・シナリオ及びアクセラレイテッド・トランジション・シナリオでは、消費の電化の進展の影響を受けた電力需要－ひいては電子技術の浸透－及び発電構成等が挙げられる。

一方、消費の電化に関しては、スローワー・トランジション・シナリオでは、特に、電気自動車及びヒートポンプで最も効率的な電気技術の普及率が低くなることが想定され、商品及び商品を超えた小売事業への影響が限定的であると予想される参照シナリオと比較して電力需要が低下する。同時に、電力需要の減少は再生可能エネルギーの成長余地を狭め、発電事業への影響は、再生可能エネルギーの設備容量が多いシナリオよりも電気料金が高くなることで一部相殺される。

アクセラレイテッド・トランジション・シナリオでは、参照シナリオと比較して、グリーン水素製造技術のコストがより急速に削減されると想定している。これはグリーン水素のより大幅な普及に転換され、参照シナリオと比較して国の電力需要及び再生可能エネルギーの導入に付加的な影響を与える。

全てのシナリオで、特に参照シナリオ及びアクセラレイテッド・トランジション・シナリオでは、配電網の役割が増加する。実際、分散型発電及び蓄電システム大幅な増加、充電インフラの普及の拡大、及び消費の電化率の増加を予想している。これらの発展は、電力の引出し／注入ポイントの分散化、電力需要及び平均所要電力の増加並びにエネルギーの流れに強い変動をもたらし、ダイナミックで柔軟なグリッドの管理が必要となる。

したがって、このシナリオでは、接続を確保し、適切なレベルの品質及び回復力を確保するために、革新的な運用モデルの採用を促すための追加投資が必要になると予想している。これらの投資には、エネル・グリッド事業ラインにおいて適切な財務リターンを確保するため、一貫した方針及び規制シナリオが伴う必要がある。

慢性的及び急性的な物理現象：当グループの事業、リスク及び機会に与え得る影響

以下の物理的変数の変化、並びにこれに伴う潜在的リスク及び機会に関連する業務上及び産業上の影響は、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）により策定されたシナリオを当グループの基準点として評価される。

リスク及び機会を生む慢性的な物理的変化

トリエステにおいて国際理論物理学センター（ICTP）と策定した気候シナリオは、2030年から2050年の間に重要な変化が起こり始めることを示している。実際には、気象学的な大きな変動が記録されているが、特定の現象が構造的に変化しているのか、平均的な基準値が既に変化し始めているのかを短期的に立証することはまだ困難である。そのかわり、より長い時間軸で確率的な間隔を設けて確立される。

慢性的な物理的変化による主な影響は、以下の変数に反映されると予想される。

慢性的な物理的変化により影響を受ける変数

- 電力需要：電力需要の潜在的増減につながる平均気温の変化。
- 火力発電：火力発電に影響する海洋及び河川の水位並びに平均水温の変化。
- 水力発電：水力発電の潜在的増減につながる平均降雨量及び降雪量並びに平均気温の変化。
- 太陽光発電：太陽光発電の潜在的増減につながる平均日照量、平均気温及び平均降雨量の変化。
- 風力発電：風力発電の潜在的増減につながる平均風速の変化。

長期的な気候変動の影響評価の一環として、当社は、それぞれの技術に関連する慢性的な事象を特定し、関連する影響の分析を開始した。以下のマトリックスでは、当グループの各資産及び各技術がどの慢性的な気象現象に対して最も脆弱であるかを特定しており、その現象の優先度によって区別したものとである。

特に、当グループは、マトリックスで報告された物理的変数の変化と異なる技術の各発電所の生産性の変化の間の関係を効果的に推定することに取り組んでいる。

慢性的な気候変動が再生可能エネルギー発電に与える影響に関する分析

気候変動の慢性的な影響が我々の発電所の生産に与える影響を計算するため、各再生可能エネルギー技術（風力、太陽光及び水力）毎及び発電所毎に、気候変数（気温、放射線量、風速、降雨量等）の変化に応じて、我々のポートフォリオ内の発電所における電気生産性の観点から起こり得る変化を関連付ける一連のアドホック関数が作成されている。

これらの「リンク」関数を校正するために、我々は気象及び気候変数の過去データ並びに我々の発電所の生産可能エネルギー観測値の内部参照から開始した。このようにして、各再生可能エネルギー発電所及び技術の特性に対応したリンク関数を得た。

これにより、気候変数の将来起き得る予測（RCP2.6、 RCP4.5及びRCP8.5シナリオ）に対する慢性的な気候影響を調査することができた。

平均的な構造的変化をともなう慢性的な現象とともに、気象の典型的な変動、つまりより短期的な変動も研究する必要がある。過去10年間の電力生産量（TWh）の変動を分析し、気候シナリオによって予測される慢性的な傾向の変動幅及び気象データの過去の変動幅から得られた情報を、戦略計画のインプットとして取り込んだ。

発電所の生産は、顧客へエネルギーを販売するための調達につながるため、天候や気候の変動は全て調整につながる可能性がある。つまり、再生可能エネルギーの生産量が減少すると、調達側のバランスが崩れ、商業的戦略のために不足量を市場で購入することになる可能性がある。反対に、再生可能エネルギーの生産量が増えれば、市場での購入量を減らすこと（又は販売量を増やすこと）ができる。

物理的変数の最近の傾向における慢性的な構造変化は、長時間かけて徐々に顕在化する。潜在的な影響の指標となる予測を得るため、また、慢性的な影響の顕在化を加速させる可能性を予測に含めるため、過去の気候の変動性及び長期の時間軸で出現すると予想される気候変動を考慮し、物理的シナリオによって影響を受ける可能性のある要因に関して、事業計画のストレステストを実施することができる。現在の事業計画は、気候変動要因の傾向による影響を考慮するため、慢性的な現象に関するシナリオの中央値に含まれる情報を用いて構築された。

リスク及び機会を生む急性的な物理的変化

急性的な物理現象（異常気象）に関しては、極端な物理現象の強度及び頻度により、資産に対して想定外の重大な物的損害が発生し、サービスの中断に伴い負の外部性をもたらす可能性がある。

急性的な物理現象は、暴風、洪水、熱波、寒波等、それぞれ異なる様相を呈するが、多大な強度及び頻繁な発生をもって特徴づけられ、短期的には目立つことがなくとも、中長期の気候シナリオにおいては明らかに上昇傾向にある。

したがって、当グループは、短期の異常気象に関連するリスクは既に管理している。同時に、この方法論は、開発された気候変動シナリオ（RCP8.5、RCP4.5及びRCP2.6）に基づき、より長期の時間軸（至　2050年）にも拡張されている。

ポートフォリオに含まれる資産の脆弱性については、慢性的な現象の場合と同様に、当グループの関連する国際事業ラインと協力して、異なる技術に関連する主要な極端な事象の表を優先順位の高い順に定義された。

当グループの事業への影響を理解するため、このマトリックスは優先順位の高い順に、アドホック分析を実施するために考慮された。

急性的な気象リスク評価手法

異常気象に起因するリスクを定量化するために、当グループは、保険業界及びIPCC報告書において採用されている統合災害分析アプローチを用いている。この手法は、産業的意思決定及び戦略的意思決定をサポートするためのリスク評価並びに保険事業部門及び自社専用保険会社であるエネル・インシュランス・エヌヴイを通じたリスクヘッジの両方に使用されている。当グループは、自然災害に関連したリスクの評価に関する様々な局面、すなわち評価及び数値化から、それに対応した、影響を最小化するための保険による補償範囲までを管理している。

自然災害のあらゆる類型について、３つの独立した要因が識別でき、その概要は次のとおりである。

- 事象発生の確率（ハザード）、すなわち特定の時間枠における理論上の事象発生頻度を表し、再現間隔又は再現期間とも表される。特定の地理的分布を持つハザードは、関連する当グループの資産が所在する地域において分析される。
  この目的のため、当グループはハザードマップ・ツールを採用している。このツールは、多様な類型の自然災害について、予測されるハザードと、各地理的地点との関連付けを行うものである。この情報は、地理的参照データベースとしてまとめられ、グローバルな再保険会社から入手されるか、気象コンサルティング会社又は学術機関からのデータをもとに開発される。
- ある災害事象が発生した場合にどれだけの価値が失われるかを比率で表示した、脆弱性。より具体的には、有形資産に対する損害、並びに発電及び／又は配電若しくはエンドユーザーへの電力サービスの提供の継続性に対する影響等が挙げられる。
  当グループは、特に資産への損害が生じた場合に備えて、例えば、太陽光、風力及び水力の各発電所、送配電網、一次・二次変電所等、ポートフォリオ内の各技術について、個別の脆弱性分析を実行及び推進している。
- 自然災害事象の存在により重大な影響を被る可能性のある一連の経済的価値が、当グループのポートフォリオ内に存在していることを表す、エクスポージャー。この要素についても、類型の異なる発電技術、配電資産及びエンドユーザーに対するサービスに関して、個別の次元で分析が行われる。

以上の３要素（ハザード、脆弱性及びエクスポージャー）が、異常気象に関連したリスクの評価においては常に基本的な構成要素となる。その意味で、当グループは、関連する時間軸毎の特異性に応じて、気候変動シナリオに関するリスク分析を分化させている。以下の表は、急性的な物理現象に起因する影響の評価に関して採用される考え方を要約したものである。

時間軸	*ハザード*	*脆弱性*	*エクスポージャー*
短期	過去のデータ及び気象モデルに基づくハザードマップ	脆弱性は、極端な事象の種類、損害の特殊性及び問題のある技術の技術的要件に関連しており、本質的に時間軸とは無関係	当グループは短期を重要視
中長期	IPCCの様々なRCP気候シナリオに対応したハザードマップ及び具体的な検討		当グループは長期を重要視

異常気象に対する短期のリスク管理

当グループは、短期（１～３年）のうちに、リスクの評価及び定量化に加えて、自然災害事象の発生後に事業が損害として被る可能性のある影響を低下させる措置を講じる。措置は主に２種類あり、すなわち効果的な保険への加入及び気象適応措置、異常気象がもたらすおそれのある損失の予防である。

これらの措置の一般的特徴を以下に説明する。当然のことながら、損害の予防・軽減への適応措置の場合、当グループの発電、エネル・グリッド国際事業ラインは、個別に参照される。

急性的な物理的事象の当グループへの影響

エネル・グループは、その発電技術、地理的分布及び資産規模に関して十分に分散されたポートフォリオを有し、その結果、ポートフォリオの自然リスクに対するエクスポージャーも多様化している。当グループでは、多様なリスク削減措置を実施しており、これには、以下に記載するように、当社のリスク・プロファイルをさらに低下させるため、保険の補償並びにその他の管理及び運営に関する取決めの双方が含まれる。

過去５年間のデータで示されるように、経験的証拠はこれらのリスクによるごくわずかな影響を示している。総影響額が10百万ユーロを超える事象として定義される最も重大な事象を考慮すると、累積総影響額は約130百万ユーロとなり、当グループの2023年現在の付保資産価値（約220十億ユーロ）の0.06%未満を占めた。

急性的事象リスク指数（AERI）

過去の発表にあるように、当社グループは、気候変動に起因する急性的な現象に対する再生可能エネルギーの発電所へのリスクの変化を高次元で示す気候変動指標「急性的現象リスク指標（AERI）」を策定した。特に、気候予測（RCP2.6）に基づき、2030年～2050年において気候変動に起因する予想される危険性の上昇に応じて変化するリスク・クラスで特徴づけられる地域に位置する設備容量のシェアを、過去の期間と比較して示している。

AERIは、当グループの水力発電所、太陽光発電所及び風力発電所（エネル・グリーン・パワー及びエネルＸ）を検討するものであり、2023年には、COD2022発電所を含めるために更新された。この指標は、気候変動の影響をより強く受けることになる資産を特定するために、気候指標及び後述する予備スクリーニングに従ったアプローチを用いている。この評価の目的は、適応策の特定に必要な詳細な分析の優先順位を定めることである。この指標は、各発電所及び関連する物理現象について実施されたスクリーニングの概要を示すものであり、これに対して、より詳細な分析のため、優先順位は評価される。

特に、各発電所について関連する物理現象を考慮し、それに関して将来の気候変動のレベルを計算し、適切な加重システムを用いて各資産にリスククラス（高、中、低、超低）を割り当てる。この時点で結果を集計し、各リスクカテゴリーに分類された当グループのAERI値を算出することができる。

RCP2.6シナリオでは、エネル・グループの総解析容量のうち、気候変動によるリスクが高いと分類されるレベルに位置するのはわずか１%強であり、これらの発電所については、取り得る適応策を特定するために、詳細な分析の優先度が高い。一方、約11%は中リスクの地域に位置している。これは、より高い解像度のデータを用いてより詳細な分析を進めるかどうかを評価し、特定の現象に対する適応の必要性を判断するために、資産の状況を定期的に分析する必要があることを意味する。最後に、残りの設備容量（88%）は、**低**リスク**又は超低**リスクに位置し、これらのカテゴリーに属する発電所は、RCP2.6シナリオにおいて実質的な気候変動の影響に晒されることはないと予想される。したがって、これらの発電所については、既に実施されている基準及び行動が適切であり、詳細な調査の優先度は低い。いずれにしても、全ての発電所に影響すると予想される気候変動を確実に監視するために、分析は継続的に更新され、改良される。

当グループはまた、配電網に分析を拡大し、エネル・グリッドの事業ラインの資産に関連する気候リスクに関する定性的及び定量的な情報を得ることにも取り組んでいる。

エネル・グループの保険

毎年、当グループは、事業を展開している様々な国における事業のため、グローバルな保険プログラムを開発している。補償範囲と補償額の観点から、主なプログラムは以下の２つである。

・ 資産に対する重大な損害及び当該損害による事業の中断を対象とした財物プログラム（「財物損害及び事業中断保険プログラム」）。したがって、資産（又はその一部）の再建費用に加えて、発電及び／又は配電の停止による経済的損失も、保険契約に定められた限度額及び条件の範囲内で補償される。

・　賠償責任プログラム（「総合的負債及び環境負債保険プログラム」）。異常気象が当グループの資産及び事業に及ぼす影響を含め、第三者に与えた損害を補償する。

効果的なリスク評価に基づき、保険契約の中で適切な限度額及び保険条件を定めることができ、これは気候変動に関連する極端な気象事象の場合にも適用される。実際、後者の場合、事業への影響は甚大なものになる可能性があるが、過去に世界各地で起きたように、親会社専属保険会社を通じた当グループの強固な再保険能力もあり、十分な保険補償限度額によって当グループは、高度な回復力を発揮している。

かかる効果的な保険の存在は、当グループが行う発電資産及び配電資産の予防的メンテナンスの重要性を低くするものではない。実際、これらの活動の効果は異常気象の影響の緩和にすぐに反映される一方で、リスク資金を最適化し、自然災害に係るリスクを含む当グループのグローバルな保険プログラムの費用を最小化するために必要な前提条件である。この適応戦略は、保険及び周囲の状況による変化を超えた経営戦略及び行動の形を取る。例えば、当グループは、資産のリスク保有方針を変更し、リスク軽減の観点から最も優れた事業ラインに報いる内部リスク移転方針により、保険市場における保険料の強い上昇傾向の大部分を何とかして凌いだ。このような観点から、事象の事後分析から導き出した方法及び情報は、将来かかる事象が発生した場合に被害を軽減するために活用するプロセス及び実務を決定する上で、極めて重要な役割を果たす。

エネル・グループの気候変動適応

当グループは、潜在的な影響を評価し、必要な適応策を適切に調整することで、有害事象への対応能力を高め（対応管理）、事業の回復力を高め（耐性措置）、有害事象による悪影響を及ぼす将来のリスクを低減する全体アプローチを用いて気候変動適応策を実施する。さらに、気候変動の影響を分析するために開発されたスキルやツールは、例えば、地域社会や全てのステークホルダーの適応を促進するためのソリューションを提供する新しい事業の概念の創出を通じて、価値を創造するために活用される。

適応ソリューションには、ポリシー措置並びに短期的決定及び長期的決定で実施されたベストプラクティスの両方が含まれる。

新規投資は、一般的なアプローチと同様に、設計及び建築段階において、気候リスクの影響を「設計によって」軽減するために、設計及び建設段階で早期措置を講じることもできる。例えば、設計段階で気候シナリオを考慮し、特定の現象に対する資産の脆弱性分析を行い、耐性のある解決策を実施することが挙げられる。

以下の表は、有害事象を有効に管理するため、また、気候変動の影響下における気象現象及びその進展に対する耐性を高めるためにエネルが実施している措置の種類の高レベルな概要である。以下の項では、特定の措置について詳しく説明する。

事業ライン	A. 耐性措置―資産の耐性の向上	B. 対応管理―有害事象管理
エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション	**既存資産** １．水力リスクの評価及び設計のためのガイドライン ２．O&MからE&C及びBDへの教訓的なフィードバック **新規建築** 既存資産に対する措置に加え、 １．環境影響評価書（試作）に含まれる気候変動リスク評価(CCRA)	**既存資産** １．危機事象及び事象管理 ２．場所固有の緊急事態管理計画及び手順 ３．差し迫った極端な事象及び気象警報を予測するための特定のツール
エネル・グリッド	**既存資産及び新規建築** １．グリッド体制強化計画策定のためのガイドライン（例えば、イー・ディストリブッツィオーネの「ネットワーク耐性向上プラン」） ２．配電網に対するリスク予防のための戦略及びガイドライン ３．イタリアにおける回復計画及びコロンビアにおけるネットワーク強化計画	**既存資産** １．配電網に対する準備、対応及び復旧活動のための戦略及びガイドライン ２．緊急事象及び重要事象の管理のためのグローバル・ガイドライン ３．電気設備（電線、変圧器等）に関わる火災のリスク防止及び準備のための対策
エネルＸ・グローバル・リテール	**既存資産** １．中長期的な気候変動の影響に関する予備的分析	**既存資産** １．エネルＸ危険事象管理

エネルはまた、資産の回復力を高め、起こり得る気候変動の影響に対応する能力を強化することを目的とした、実践的な介入行動のカタログを作成するプロジェクトも完了させた。

かかるカタログには、関連現象のマトリックス（前セクションを参照）で報告された各関連事象について、当グループの対象地域毎に、これらの地域で採用されている異なる資産技術によって区別された、的を絞ったアクションが含まれている。

想定される適応措置のカタログは、新たなニーズと、その策定に先立ち実施された分析の結果に応じて、周期的に維持及び更新されており、以下を含む100超の措置から構成されている。

- 気象警報（資産及び自然資源を監視及び管理するためのさまざまなツールの使用を含む）。
- 自動化（例えば、SAIDI及びSAIFIについて、測定された顧客に対する故障の影響を軽減するための高圧送電網への導入）。
- 重要なコンポーネントに特に重点を置いた、資産全体にわたる構造補強。
- スタッフの継続的な研修。
- 植生の維持管理及び資産周辺の環境保全。

このカタログは、想定される適応策を集めた重要なものであり、特定の現場での適用に必要なコスト及びリスク回避の予測を立てるために使用することができる。この情報により、特定の状況毎に予想されるリスクを考慮した費用便益分析に基づいて、最も適切な対策を選択することが可能となる。

エネルが発電の耐性を確保する方法

発電に関して、当グループは個別の施設を対象にした措置を実施し、特別管理活動及びプロセスを確立している。

以下は、個別の施設につき近年実施した措置の例である。

- イタリアのポー川等、河川の水位の低下によって生じる問題に対処するため、特定の発電所について冷却水管理システムを改善した。
- 吸気流を改善し、CCGTにおける周辺温度の上昇によって生じる出力の減少を相殺するため、噴霧器を設置した。
- 洪水のリスクを軽減するため、排水ポンプの設置や、盛土のかさ上げ、運河の定期清掃や発電所に隣接する土地の地滑りを防止するための統合への介入を行った。

・ 水力発電所において、数値シミュレーションを用いて洪水シナリオを発電用地毎に定期的に再評価した。策定されたシナリオは、土木工事、ダム及び取水口に対する緩和措置並びに介入によって管理されている。

当グループは、気象事象が発電に与える影響を管理するため、以下のような最良の方法を採用している。

発電業務において気候事象を管理するための当グループの実務
主要な政策：管理、O&M事業、ダム及び水圧インフラストラクチャーの安全性、重要事象管理

・ 再生可能エネルギー資源の利用可能性を監視し、かつ、異常気象を感知するための気象予報、並びに従業員及び資産を確実に保護するための警告システム。
・ 水文学的シミュレーション、土地調査（ドローンの使用によるものを含む。）、デジタルGIS（地理情報システム）及び衛星測定による脆弱性の監視。
・ ダム及び水力発電所における10万超のパラメータ（160百万超の過去の測定値を含む。）の高度なモニタリング。
・ 発電所のリアルタイム遠隔監視。
・ 米国オクラホマ州の風力発電所等、竜巻及びハリケーンの被害を受けやすい地域における発電所内のセーフルーム。
・ 発電所内及び発電所外の地域のリスクを評価するために、開発の初期段階から水文学及び水力学の調査を行うための具体的なガイドラインを採用し、水理不変の原則に従った排水及び緩和システムを設計段階に適用する。
・ 主要なプロジェクトパラメータにおける潜在的な気候傾向の検証を関連プロジェクトのシステムのサイズ（例えば、新規CCGTの冷却のより高い柔軟性を確保するための冷却水源の温度の評価）及び土木工事（例えば、太陽光発電所の排水システムの設計のための降雨量評価）を考慮に入れる。
・ ハリケーン及び熱帯性暴風雨の記録及び過去の軌道を含む最新のデータベースを用いた極値風速の推定が、新たな条件に最も適した風車技術の選択を可能にする。

また、有害事象に確実かつ迅速に対応するため、当グループは、特別な危機管理手続を採用している。具体的には、業務を迅速に復旧するための全ての行動をリアルタイムで通信及び管理する手順書、並びに可能な限り速やかに全ての発電所の損害を評価し、かつ、業務を安全に復旧するための標準チェックリスト等である。気候現象の影響を最小限に抑えるための１つのソリューションは、学んだ教訓のフィードバックプロセスにより表され、技術的機能により実行される。これは、既存の運用モデルにより管理され、将来のプロジェクトに影響を与える。

適応需要を特定するための将来の気候影響の分析

発電事業ラインでは、当グループの発電所の中長期的な影響を推定するため、グローバルに関連する現象(既出のマトリックスを参照)をマッピングし、急性的及び慢性的な気候リスクの分析を行っている。

特に、急性的な事象分析は、２つのフェーズに分けて行われた。

・ 初めに全ての水力発電所、風力発電所及び太陽光発電所のハザード及びエクスポージャーの予備的スクリーニングを行い、より詳細な分析を実施するため、既存の発電所ポートフォリオを分類し、特定の脆弱性を考慮し、リスクがより高い発電所を特定する。
・ リスク優先度の高い発電所を詳細に分析することで、将来的に可能な適応措置や急性的な事象及び生産量低下による損害を防ぐための対策を特定することができる。

この詳細な分析は、極端な事象の頻度及び強度が上がる可能性を考慮し、その結果として、関連する現象に晒される発電所を特定するために実施された。

試験的な拠点の詳細な分析により、検討された一連の現象全体について、長期的に高いリスクを抱える少数の発電所が特定された。

豪雨

・ 相当数の発電所に対する分析が行われたが、その結果、敷地の地形及び発電所に対する現象の影響との間に高い相関関係があることが明らかになり、特定の敷地、特に関係する現象に最も晒される発電所を分析する必要性が確認された（技術では太陽光発電が、地域レベルではラテンアメリカが最もリスクに晒された。）。

・ より広範な研究により、水理学的リスクのレベルを許容できる閾値まで下げるために取り得る構造的適応策を特定することができた。その実施には、費用対効果の分析が必要である。かかる構造的適応策には、例えば、水理学的緩和策（主に堤防、河床の再整備並びに排水路、拡張タンク及びラミネートタンクの適応）の整備や、土砂移動工事によるリスクのある部品の引き上げ、太陽光発電パネルの場合は支持構造を延長することが考えられる。

熱波

・ 熱波が太陽光発電システムに与える影響について深く研究された。この重要な事象は、降雨がなく高温が何日も続くことに特徴付けられる。
・ この気候現象の頻度及び強度の増加にもかかわらず、この発電所には大きな影響はなく、特定の場所で特定の期間にディレーティングを行ったことによりインバータの性能が低下した程度だった。

暴風雨

・ 暴風雨のリスクに関して、かかる事象の増加を示すシナリオにもかかわらず、影響分析、特に分析した風力発電所で、設計による高いレベルの耐性を示している。
・ エネル・グリーン・パワーの発電所に対する現象の影響が限定的であることを考慮し、適応策の実施には、費用対効果分析に基づく具体的なサイトアセスメントが必要である。

山火事

・ 火災リスクに関して、事業ラインは、最もリスクの高い場所を特定するための調査を実施した。火災を未然に防ぎ、対応時間を短縮するために、発電所の設計段階又は運用段階で採用可能な適応策をいくつか特定した。これには、プロジェクトエリア周辺の植生除去、防火帯の設置、火災発生時の対応方法に関する地元当局との調整等が含まれる。

策定されたこれらの方法論は、エネル・グリーン・パワーの新しい発電所の設計及び開発にも適用することを目指し、徐々に改良されていく予定である。設計段階でこれらの評価を適用することで、耐性をさらに高め、リスクを予測し、新規プロジェクトの価値を維持することができる。

これらの調査により、リスク予防（例えば、アダプティブデザインの採用）及び事象管理並びに非市場リスクの管理の観点から、適応の必要性を定量化することが可能になる。

エネルの戦略の中核をなすグリッドの耐性

エネル・グリッド事業ラインは、前述のグループポリシー（「気候変動リスク及び機会」）に従い、具体的な方針（気候変動リスク評価）を発表した。これは、リスク及びその影響を軽減するために実施すべき行動を監視するために、管理する発電所及び実施する活動に関して、気候変動リスクを特定、分析及び評価する一般基準、手法ツール及び要件を提供するものである。

エネル・グリッド事業ラインにおいて、当グループは近年、異常気象に対処するため、「４Ｒ」と呼ばれるアプローチを採用している。ネットワーク内の緊急事態への備え並びに気候変動による資産の損害及び停電が発生した場合に迅速なサービス回復のための措置を定義するため、具体的な方針（これは配電網の耐性を確保するための革新的戦略を実行しようとしている）が策定されている。４Ｒ戦略は４つのフェーズに分かれている。

１） リスクの防止：事象により配電網の部品を紛失する確率を下げ、かつ／又はその影響を最小限に抑えることを可能にする行動を含む（例えば、インフラの堅牢性の強化措置及びメンテナンス措置の両方）。耐性向上のための技術的な解決策の選択は、各気象事象及び地理的領域において最も適切な対応を特定するカタログによって導かれる。
２） 準備：市民保護局及び現地機関と協力しながら、潜在的に重要な事象を特定する適時性を向上させ、停電が発生した場合に必要な資源を準備するためのあらゆる措置を含む。
３） 対応：異常気象の発生が確認された際に、緊急事態に対処する業務上の能力を意味するフェーズである。現場で経営資源を動員する能力及び回復バックアップシステムによって電力供給を遠隔で回復する能力と直接に相関する。

４）　復旧：このフェーズが最終フェーズで、事前に実施した回復力強化措置にもかかわらず異常気象によりサービスが中断した場合、可及的速やかにグリッドを通常の稼働状況に復旧させることを目的とする。

このアプローチに従い、事業ラインは、気候変動に関する様々な側面及びリスクに言及するため、特定の行為に対する様々な方針を準備しており、以下が特筆すべき方針である。

緊急時における準備、対応及び復旧のための行動ガイドライン

本方針は、４Ｒアプローチの最後の３つのフェーズをカバーしており、準備戦略の改善、全停電の影響の緩和及び最終的には可能な限り短時間でできるだけ多くの顧客に対するサービスを回復させるためのガイドライン及び対策を示している。

ネットワークの回復力計画のためのガイドライン

本方針は、優先順位の評価を可能にすることを目的として、ネットワークに最も影響を与える異常気象の特定、AS-ISネットワークの特定のKPIの評価及び提案された介入策に基づいて現状を改善することを目指している。このようにして、特定のエリア又は地域において実施された場合に、特に重要な異常事象の発生したグリッドへの影響を最小限に抑えることができる行動が選択される。したがって、この方針は、４Ｒアプローチの最初の２つのフェーズをカバーし、リスク回避及びリスク準備に関する措置を提案する。

イタリアでは、この方針は、イー・ディストリブッツィオーネが2017年から毎年作成している「回復計画」に変換されており、この計画は、特定の重要な地域における異常事象、特に熱波、氷結及び暴風（それに伴う倒木のリスク）の影響を軽減するために、３年間の時間軸でアドホック投資を行う開発計画の補遺となるものである。2017年～2021年には、約672百万ユーロが投資され、2022年～2024年計画の補遺に明記されているように、次の３年間にも約262百万ユーロが投資される予定である。これらのリスクに対処するための投資として、絶縁されていない電線を対象とした絶縁された導体への交換、ある場合には地下ケーブルの敷設又は上記現象に対して脆弱でない電力を復旧させるためのルートを含むソリューションを行っている。

イタリアと同様に、ヨーロッパ及び南米の他の国でも、各地域の特徴を十分に考慮しながら異常気象に対するグリッドの回復力を高めることを目指し、特定の目的への投資計画を準備するため、同様の問題が検討されている。

電気設備へ影響を与える森林火災に対するリスク回避措置及びリスクへの準備措置

本方針は、森林火災のリスクへの対処に特化しており、森林火災の場合に適用される緊急管理措置対する統合的なアプローチの概要を述べており、これは、エネルの発電所を脅かす可能性のある配電網自体に起因する外部要因か又は稀な場合のいずれかの森林火災の場合に対応するものである。この文書では、リスクのある地域や発電所を特定し、具体的な防止策（例えば、メンテナンス計画及び改善点の評価等）を定義し、火災が発生した場合には、その影響を最小限にとどめ、可及的速やかなサービスの復旧を目指し緊急事態を最適に管理するため、関係する様々な地域で実施すべきガイドラインを提供している。

支援活動

気象予測システムの導入、グリッドの状態の監視及び重要な気象現象がグリッドに与える影響の評価、運用計画の作成並びに具体的な演習の実施等がある。この点で特に重要なのは、緊急事態に対応するために、社内の人材及び契約者の両方からなる臨時の人員を動員するための事前協定である。例えば、イタリアでは、MV線路の結氷を観測及び調査するための３つの実験ステーションを設置及び稼働させたほか、雪及び風に非常にさらされる地域において地上線上のIoTセンサーを監視する試験（プロジェクト・ニューマン）が開始された。

エネル・グリッドは、2022年12月に欧州電気事業者連盟-EPRI(1)が発行した「来る嵐：異常気象に対する電気の耐性の構築」と題する報告書を含む、気候変動に対する耐性及び適応力の重要性及び可能な行動に関する初期の業界出版物の起草に大きく貢献している。

(1) EPRI：米国電力研究所

エネル・グリッドは、継続的な改善を確実にすることを目指し、気候変動への影響やグリッドの耐性を高める適応策をサポートする革新的な技術的解決策を特定するために、スタートアップや業界の専門家に直接連絡を取ったり、エネル・グループのイノベーション部門が提案する課題を利用したスカウト活動を実施したりしている。

将来の気候の影響を分析し、適応策を特定する

グローバルレベルでの主要な事象のマッピングに始まり、エネル・グリッドは、中長期的にグリッドに与える将来の影響を評価するため、当グループが事業を展開している様々な国の最も重大な脅威の傾向を監視している。そのためにまず、過去に発生した異常気象がグリッドに与える影響（関連する障害を含む）の予備評価を行う必要がある。これにより、あらゆる適応策を特定するための優先的な分析を行うことができる。

これらの評価をもとに、具体的な現象及び地理的領域について詳細な調査が行われた。以下はその一例である。

豪雨／暴風

- スペインにおける爆発的な（強烈な風と雨の組み合わせによって発生する）サイクロジェネシス現象を調査するため、2050年までの事象を予測し、将来起こり得るグリッド資産への影響を評価する分析を実施した。初期の結果によると、過去の観測記録とほぼ同じ傾向であり、カタルーニャ地方の沿岸部は例外で、今後、事象の激化が予想される。
- コロンビアでは、ボゴタ及びクンディナマルカの両地域で降雨の影響に関する研究が行われ、2050年までに起こり得るシナリオが評価された。綿密な調査の結果、この現象に関連するマイナスの影響は、長期間に渡って相当程度持続することが分かった。これらの初期結果に基づき、計画されている対応策は、主に洪水リスクを回避するための都市部における二次変電所の防水工事及び降雨の直接的な影響による結果を抑えるための空中インフラの強化に関するものである。
- チリでは、サンティアゴ・デ・チリの租界地域における暴風の影響について初期分析が行われた。2050年までのシナリオ分析の結果は、この現象が持続することを示している。この現象は、裸導体をケーブルに置き換えて架空送電網を補強する工事の将来の計画のために観察が続けられている。

熱波

- イタリアの熱波について、2020年の初期結果に基づいて、さらなる調査を行った。この重要な事象は、数日間にわたって続く高温及び降水がないことが特徴で、地下ケーブルからの熱の発散が妨げられることで、特に都市部や夏の観光地では、配電網の多重故障のリスクが異常に高まる。実施された分析によると、この気候現象は今後数十年の間、2050年までに10%から40%（気候シナリオによる）強まることが明らかになっており、上記の耐性計画及びNRRP（国家復興回復計画）の入札に参加し、インフラの耐性を高めるために割り当てられた資金（0.3十億ユーロ）により、既に拡大中の公約に示されている適切な適応行動が必要である。

森林火災

- 火災リスクに関しては、かかる事業ラインでは、前述の方針と同様に、地形や環境特性に基づいて地域の火災リスクを評価する指標（FWI：火災気象指標）を支援ツールとして適用し、この現象の発展に関する2050年までのシナリオを予測した上で、火災リスク予防に関する方針の更新を準備している。これまでのところ、各国は森林火災の危険性が最も高い地域を特定するための調査を実施している。今日、この研究では、様々な環境（自然保護地域、森林、生息地）で配電網をより正確に識別するために、GIS（地理情報システム）マッピングも利用する。これにより、火災の危険を防止するためのより効果的な構造又はメンテナンス設計措置を採用することができる。

適応活動 ― エネルX・グローバル・リテール

異常気象に対処するため、エネルX・グローバル・リテール事業ラインは、気候変動に適応するための行動を策定するために、物理現象による潜在的な影響を推定する作業を継続し、優先すべき国／資産に関するリスク及び機会を特定している。

所有資産に対する影響分析が実施されたが、資産ポートフォリオ全体の中に占める割合は低い。同時に、企業間取引及び政府企業間取引の顧客を対象に、潜在的なリスク及び考えられる耐性解決策の評価も行っている。

適応に関する作業では、エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション並びにエネル・グリッドが策定した、太陽光（分散型エネルギーPV）、蓄電及び公共照明に対する急性的な気象事象の評価及び管理に関する研究を拡大し、エネルX・グローバル・リテールの資産の脆弱性の評価のための方法論を定義することに焦点を当てた。

太陽光については、暴風、豪雨／洪水及び火災リスク等、重要な急性的な事象の優先対象として特定された国／資産において、気候リスクの予備スクリーニングが実施された。この技術について、予備スクリーニングの結果及びより詳細な分析の両方を考慮した結果、気候変動に関する重要な問題は今のところ見つかっていない。この分析は、新しい建設が予定されている拠点にも拡大される見込みである。蓄電については、これまでの研究では、急性的な気候現象に関連する重要な問題は見つかっていない。最後に、公共照明部門に関連する急性的な現象は、現在研究中である。

エネルX・グローバル・リテールの回復活動における自然ベースの解決策の導入

エネルX・グローバル・リテールは、自然から着想を得て自然によって支えられている持続可能な開発の課題へのアプローチを用い、都市外空間及び都市空間の両方に注意を払っている。エネルX・グローバル・リテールは、気候変動への耐性を高め、微気候を緩和し、空気の質を向上させ、一般的な生活の質を改善する統合されたサービスを提供するために、自然に基づくソリューション（NBS）、すなわち自然や自然から着想を得たプロセスを利用する技術及びデザイン・アプローチをサービスや製品に取り入れたアプローチを推進することを約束する。NBSを推進するため、エネルX・グローバル・リテールは、エネルX「NBS生物多様性ハンドブック」とエネルX「都市生物多様性採点モデル」を開発した。これにより、NBSソリューションをビジネス・ソリューションに統合し、気候、天然資源及び人間の経験に対するプラスの影響を評価することが可能になる。

エネルX・グローバル・リテール製品シリーズへのNBSソリューションの導入は、ポジティブな影響を測定し、深刻な気候現象に適用するための効果的な手段として国際的に認知されているこれらの手法の導入を支援するために推奨される科学的指標（エネルX「都市の文脈におけるNBSハンドブック」に掲載）の広範なセットとともに展開された。実際には、NBSをエネルX・グローバル・リテールの技術ソリューションと統合することで、自然をサポートする自然と調和のとれたサービスを提供することができる。これらのソリューションはまた、気候変動への適応と緩和、そして都市中心部における生活の質の向上にも貢献する。

新規プロジェクトの評価における気候変動の影響の算入

新規プロジェクトの評価及び実施に関連する多くの活動は、一般的な気候及び施設固有の気候から恩恵を受ける可能性があり、当グループでは、新規プロジェクトの評価で既に考慮されている分析との統合を開始している。例えば、

- 事前研究：この段階では、気候データは、物理的シナリオの分析で事前に議論した現象等の特定の気候現象の分析し、急性的事象リスク指標等の指標に組み込んだり、気候リスク指標等の総合的指標をオープンカントリーリスクモデルに組み込んだりすることにより、事前のスクリーニングツールとして機能させることができる。これらのデータは、技術毎に関係があると認められる分野において最も関連性の高い現象の事前措置を提供する。
- 予想出力の推定：気候シナリオは、どのように気候変動が特定の施設における再生可能資源の利用可能性を変更するかを評価できるように、段階的に統合される。「慢性的な気候変動が再生可能エネルギー発電に与える影響に関する分析」のセクションは、全体の発電ポートフォリオに適用されたアプローチを説明している。
- 環境影響分析：当グループは、気候変動リスク評価をプロジェクト文書に組み込み始めている。これには、主な物理現象及びその地域で予想される変化の記載が含まれる。
- 耐性のある設計：前述のように、設計による耐性のある資産の開発は、主要な気候変動適応ソリューションである。当グループは、急性的な事象の頻度及び激しさの増大等の気候データに基づく分析を継続的に検討することに取り組んでいる。後者では、プロジェクトの耐用年数にわたる全ての必要な適応措置を含む将来の資産を含む将来の資産の耐性を増大させるために、既に使用されているこれまでのデータに基づく既存の分析を統合する。

競争環境

競争環境の分析は、当社グループが事業を展開し、その事業意欲を定義する背景を分析する上で、重要な要素の一つである。

また、市場の進化にともなうリスクは、競合他社の産業面及び財務面での業績を定期的にモニタリングすることにより軽減される。

この評価活動は、(ⅰ)最も関連性の高い競合他社及び同業者を特定し、(ⅱ)その業績、主なビジネス・ドライバー並びに戦略的目標及び産業的目標を分析し、(ⅲ)その現在及び将来のポジショニングを理解するように設計されたフレームワークを使用して実施される。

同業者を特定するプロセスは、当グループのポジショニング及び戦略プランニング活動に有用な情報、KPI並びに報告要素をタイムリーに収集するために、定期的に更新される。

特に、競合他社の戦略的計画及び産業的計画の比較評価は、競争状況の変化から生じる潜在的なリスクを評価し、何よりも当グループの業績向上に資する経済的ベンチマーク及び産業的ベンチマークを提供するために特に重要である。

財務リスク

エネルは、その業務において、適切に軽減できなければ当社の業績に直接的な影響が生じる多様な財務リスクにさらされている。

内部統制システム及びリスク管理システム（ICRMS）は、業務に責任を負う部署とリスクの監視及び管理を担当する部署の組織的分離の遵守を確保し、リスク管理、監視及び制御プロセスの役割及び責任を定める方針の仕様になっている。

財務リスク・ガバナンス・システムはまた、リスク管理部署により定期的に監視される、当グループ及び地域／国レベルでの各リスクの限度を運用するシステムを定めている。当グループにとって、限度を設けるシステムは、目標を達成するための意思決定ツールである。

財務リスクの管理に関する更なる情報は、連結財務書類の注記49を参照のこと。

金利

当グループは、金利水準の変動により純金融費用又は公正価値で測定される資産及び負債に予期せぬ変化が生じる可能性があるというリスクにさらされている。

金利リスクへのエクスポージャーは主に新たな債務の財務条件の変更可能性及び変動利付債券の利率に関するキャッシュ・フローの変動可能性から発生する。

金利リスク管理方針は、当グループの金融負債のポートフォリオの最適化及びOTCデリバティブの利用によって金融費用及びそのボラティリティを抑制することを目指している。

特別なプロセス、リスク指標及び運用限度額を通してリスクを管理することで、当グループは、考えられる財務的な悪影響を限定すると同時に、債務構造を最適化して適切な柔軟性を確保できる。

商品

エネルはエネルギー市場で業務を行っており、そのため、電力、ガス及び燃料並びにその他の商品（鉱物及び金属等）の価格変動（価格リスク）を含むエネルギー商品価格のボラティリティの向上又は需要不足若しくはエネルギー商品の不足（ボリュームリスク）に起因する損失を被るリスクにさらされている。

これらのリスクは効果的に管理できなければ、業績に対して重大な影響を及ぼし得る。

かかるエクスポージャーを軽減するために、当グループは、先にエンドユーザー又は卸販売業者向けの燃料及び原料の供給並びに電力提供に関する契約を締結することにより収益を安定化させる戦略を展開した。

エネルはまた、残存商品リスクの測定、最大許容リスクに対する上限の設定並びに規制市場及び店頭(OTC)市場におけるデリバティブを用いたヘッジ戦略の遂行について定める正式な手続を実施している。商品リスクの管理プロセスにより、当グループは、市場価格の想定外の変動によるマージンに対する影響を限定すると同時に、短期的な機会を捉えるために必要な柔軟性を十分に確保できる。

燃料及び原材料の供給中断のリスクを軽減するために、当グループは燃料供給源を多様化し、異なる地理的領域の供給業者を利用している。

2023年、インフレ率の上昇、ロシア・ウクライナ紛争及びイスラエル・パレスチナ紛争、並びに気候変動により継続する経済的緊張にもかかわらず、パンデミック以前の水準を上回ってはいるものの、エネルギー商品及びその他原材料の価格は徐々に低下している。当年度において、エネルが記録したリスクは、2023年のリスクの限度額を下回り、慎重かつ適時の管理及び緩和措置、ロシア産のガスへの依存度を下げるための事業及び供給ルートの地理的分散により、抑制された。最後に、契約条項の柔軟性及び代理ヘッジ手法（ヘッジ用デリバティブが市場で入手できない場合又は十分な流動性がない場合）を含む国際戦略及び地域戦略の採用により、非常にダイナミックな市場環境下でも結果を最適化することができた。

通貨

当グループの地理的多様性、債券発行及び商品取引の国際市場の利用を考慮すると、当グループの企業は、表示通貨とその他の通貨との間の為替相場の変動により、財務書類における業績及び財務状態全体に想定外の変動が生じるリスクにさらされている。

エネルの現在の構成を考えると、通貨リスクへのエクスポージャーは主に米ドルに連動しており、また、以下に起因している。

- 燃料又は電力の購入又は売却に関するキャッシュ・フロー
- 投資、外国子会社からの配当金又は株式投資の購入若しくは売却に関するキャッシュ・フロー
- 商業的関係に関連したキャッシュ・フロー
- 金融資産及び金融負債

為替相場リスクの潜在的影響は以下に反映される。

- 価格設定条件が定義されたか又は投資判断が行われた時点に関する外貨建ての費用及び収益（経済的リスク）
- 為替感応度の高い金融資産及び負債の公正価値の再評価又は修正（取引リスク）
- 異なる会計通貨を有する子会社の連結（換算リスク）

通貨リスク管理方針は、当グループの会社の換算リスク以外のエクスポージャーを体系的にヘッジする方法に基づいている。

適切な運用プロセスによって、一般的にはOTC市場における金融デリバティブを利用する適切なヘッジ戦略の策定及び実施が確保されている。

特別なプロセス及び指標を通したリスク管理により、財務に対する潜在的な悪影響を限定すると同時に、運用ポートフォリオのキャッシュ・フロー管理を最適化できる。

当年度、通貨リスクはリスク管理方針に基づいて管理され、デリバティブ市場へのアクセスに問題はなかった。

信用及び相手方

当グループの商取引、コモディティ取引及び金融取引により、信用リスクにさらされる。信用リスクとはすなわち、相手方の信用力の悪化又は契約上の支払義務の不履行による流入キャッシュ・フローの中断、回収コストの増加（決済リスク）及び不利な市場条件で交渉された当初の取引が同様の取引に置き換えられることによる収益の減少（代替リスク）等がある。その他のリスクには、単一の相手方若しくは関連する顧客グループ又は同一業種若しくは同じ地理的領域で活動する相手方に対する重大なエクスポージャーに関連する風評リスク及び財務リスクが含まれる。

信用リスクへのエクスポージャーは、以下の種類の業務から発生する。

- 自由市場及び規制市場での電気及びガスの販売及び配送、並びに財及びサービスの供給（売上債権）
- 資産の現物交換を伴う取引活動及びコモディティを原資産とする金融商品の取引（コモディティポートフォリオ）
- デリバティブ、銀行預金、及び、より一般的に、金融商品の取引（金融ポートフォリオ）

商業活動及びコモディティ取引に関連した信用リスク管理方針は、相手方の信用力の事前評価を行うこと、並びに保証の取得といった軽減措置を講じることを定めている。

特別なリスク指標及び可能であればリスク制限に基づいてリスクを管理することで、信用力が悪化した場合の経済的及び財務的な影響を持続可能な範囲に抑えることが可能になる。同時に、このアプローチは、ポートフォリオ管理を最適化するために必要な柔軟性も確保する。

また、当グループは、償還請求権の伴わない債権をファクタリングする取引を行っている。かかる取引によって、当該ファクタリングに係る資産は完全に認識外となる。

なお、金融取引及びコモディティ取引に関しては、（信用評価の優れた取引相手を選好して）ポートフォリオの多様化を図ること、並びにリスク軽減条項（例えば、ネッティングの取決め）及び場合によっては現金担保を取り交わす規定を含む所定の標準化された契約の枠組みを採用することを通じてリスクの軽減を図っている。

当年度、営業債権の減損判定において考慮された一部の顧客セグメントの回収状況が一時的に悪化した後、状況は前年度の状態に戻った。当グループのポートフォリオはこれまでのところ、マクロ経済コンテクスト及び現在の価格シナリオに対する回復力を示している。これは、デジタル回収チャネルの拡大及び顧客ベースの確かな分散を反映している。

流動性

流動性リスクとは、当グループが、支払能力があるにもかかわらず、緊張状況若しくはシステム上の危機（信用収縮、国債危機等）又は市場における当グループのリスクの認識の変更により、債務を適時に履行できない、好ましくない条件でしか履行できない又は資本損失を伴う資産からの投資を制限されるリスクである。

エネルの流動性リスク管理方針は、追加の資金源に頼ることなく、所定の時間軸で予想されるコミットメントを満たすのに十分な流動性を維持するように設計されており、また、予想外のコミットメントを満たすのに十分なプルデンシャルな流動性準備金を保持している。さらに、中長期的なコミットメントを満たすために、エネルは、資金需要を満たすために使用する資金源の多様な構造及びバランスのとれた満期プロファイルをもたらす借入戦略を追求している。

市場が認識するリスクを定める要因のうち、格付会社がエネルに付与する信用格付けは決定的な役割を果たす。それは、信用格付けは資金調達源の利用可能性及びその資金調達に当たっての財務的条件に影響を及ぼすからである。信用格付けが引き下げられると、資本市場の利用可能性が制限され、あるいは資金調達コストが増加することとなる可能性があり、結果として、当グループの財務状態、財務業績及びキャッシュ・フローに悪影響が及ぶ。

2023年、エネルのリスク・プロファイルは2022年12月と比較して変化し、スタンダード・アンド・プアーズが安定的見通しの「BBB+」から安定的見通しの「BBB」、ムーディズが安定的見通しの「Baa1」からネガティブな見通しの「Baa1」となった。フィッチは安定的見通しの「BBB+」を維持している。

流動性を効率的に管理するために、財務活動は主に持株会社レベルに集中しており、主に通常の営業活動によって得られた現金を利用して流動性の必要性を満たし、現金余剰を適切に管理している。

ロシア・ウクライナ紛争及びそれにともなうＥＵのロシアに対する関連する制裁にともなう2022年のガス価格の高騰は、コモディティ・デリバティブのマージンに大きな影響を与えたが、2023年には、戦争及び制裁の継続にもかかわらず、必要証拠金の流動性が大幅に減少した。年度末現在、当グループが監視している流動性リスク指数は、2023年に設定された限度額の範囲内にあった。

デジタル・テクノロジーリスク

サイバーセキュリティ

常に新たな挑戦を生む技術開発のスピード、高まるサイバー攻撃の頻度と激しさ、並びに重要インフラ及び戦略的産業部門のターゲットとしての魅力は、極端な例では企業の通常業務が中断し得る潜在的リスクを浮き彫りにしている。サイバー攻撃は、近年劇的に進化している。その件数は、複雑さ及び影響と同様に飛躍的に増加している。エネル・グループの場合、このエクスポージャーは、様々な業務環境（データ、産業及び従業員）、固有の複雑性に伴う状況、及び長年にわたり当グループの日常業務プロセスに組み込まれつつあるデジタル資源の連係を反映している。このような状況において、サイバーリスクは迅速かつ統合的に管理されなければならないことは明白である。つまり、サイバーセキュリティに細心の注意を払うことなしに、テクノロジーの変革は存在しえない。

サイバーリスクを管理するため、当グループは、サイバーセキュリティ運用モデル及び関連するプロセスのフレームワークを開発した。具体的には、運用モデルはプロセスフレームワークの役割及び責任を定義し、CISO（最高情報セキュリティ責任者）が率いるアドホックユニットを設置し、当グループの事業分野に統合した。さらに、当グループは、IT（情報技術）、OT（操業技術）及びIoT（インターネット・オブ・シングス）の全ての部門に適用されるサイバーセキュリティの問題を管理するため、総合的なプロセスを設計及び採用している。そのフレームワークは、上級経営陣のコミットメント、世界的な戦略管理、全ての事業分野並びにIT、OT、及びIoTシステムの導入に関係する部門の関与に基づくガバナンスモデルを定めており、技術、プロセス及び人材の完全な統合のための強固な基盤を構成している。このフレームワークは、「リスク・ベース・アプローチ」及び「設計によるサイバーセキュリティ」という２つの重要な柱に基づいている。前者は、リスク評価が戦略的意思決定並びに組織内の全ての資産の開発及び安全な保守の前提条件であることを確立するものであり、後者は、IT、OT及びIoT等あらゆる分野におけるソリューション、サービス及びインフラのライフサイクルの始まりから全体を通してサイバーセキュリティ原則の採用を保証するものである。このフレームワークを適用するにあたり、全てのIT、OT及びIoT環境に適用可能なサイバーリスク管理アプローチが定義された。これは、確立されたサイバーセキュリティの目的に沿って、リスク分析を実施し、関連する緩和計画を定義するために必要な全てのフェーズで構成されている。IT／OT／IoTシステムを使用する利点と、それらが引き起こす可能性のあるリスクとのバランスをとるためには、十分な情報に基づいたリスクベースの決定が不可欠である。エネルはまた、ITセキュリティのインシデントに対して積極的に対応するために、独自に運用するサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）も創出した。

エネルは、想定されるサイバーリスクの財務的影響を測定し、リスクをより効果的に管理するために、サイバー・バリュー・アット・リスク（「Cyber V@R Enel Group©」）手法を開発し、これを様々な攻撃シナリオにおいてバリュー・アット・リスクを測定するための測定基準として発展させてきた。

デジタル化、ITの有効性及びサービスの継続性

当グループは、エネルギーのバリューチェーン全体の管理において完全なデジタル変革を行い、新たなビジネスモデルの展開、業務プロセスのデジタル化、システムの統合及び新しい技術の採用を行っている。このデジタル変革の結果、当グループは、当社全体で統合しているプロセス及び業務への影響を伴うITシステムの機能に関して、ITシステム及びOTシステムがサービスの中断又はデータの損失のリスクにますますさらされるようになっている。

これらのリスクは、デジタル変革を推進するために当グループが策定した一連の内部基準を使用して管理されている。ITバリューチェーン全体に制御ポイントを設定する内部統制システムを整備することで、ビジネスニーズに合わないサービスを開始したり、適切なセキュリティ措置を採用できなかったり、サービスが中断したりといった問題からリスクが発生するのを防ぐことができる。内部統制システムは、グループ内で行われる業務と、外部関係者及びサービス供給業者に外部委託した業務の両方を監督する。エネルはさらに、デジタル変革を効果的に導き、関連するリスクを最小限に抑えるため、当グループ内におけるデジタル文化及びデジタル・スキルの普及を促進している。

オペレーショナル・リスク

健康及び安全

組織の全員に共有される強固で持続可能な安全文化を創出することは、戦略的目標である。そのため、エネルは、従業員、エネルとともに働く企業、エネルの顧客及び日々エネルが交流を行っているその他の全てのコミュニティにとってますます堅固で安全な手続、条件及び労働環境を開発すると同時に、専用の研修コースの促進に取り組んでいる。

エネルの従業員及び契約社員が晒される主な健康及び安全のリスクは、当グループの拠点及び資産で業務活動を行うことに起因している。かかるリスクは、業務プロセス及び業務活動へのデジタル化の導入のみならず経済的及び社会的な傾向によって異なる可能性があり、又は変化もしうる。別の種類の健康及び安全のリスクは、適用ある法律及び規制の違反に関連している。これは、健康及び安全に影響を及ぼし、行政上又は司法上の罰則につながり、これにより、エネル・グループに財政的及び風評的な影響を与える可能性がある。

こうした理由から、当グループの各事業ラインは、国際的なUNI ISO 45001規格に準拠した独自の安全衛生管理システムを採用した。このシステムでは、請負業者及びサプライヤーの選定及び管理の厳格性も考慮されている。かかる管理システムは、脅威の特定、財務リスク及び風評リスクを含むリスクの質的評価及び量的評価、予防措置及び保護措置の計画及び実施、当該予防措置及び保護措置の有効性の検証並びに是正措置に基づいている。これらのシステムにより、規制の遵守を確保し、手続及び関連する是正措置の有効性を検証し、最終的には、健康及び安全の問題における組織及び個人の強固な文化を確実に浸透させることができるのみならず、「リスク・ベースの」アプローチの普及を確実にすることが可能である。これらのシステムの主要な文書は、当グループの健康及び安全の方針を示しており、取締役会と協働して策定され、CEOが署名する。かかる文書は、指針となる原則、戦略的目標、アプローチ及び行動の方針、並びに職場の健康及び安全のパフォーマンスを継続的に改善するための優先事項を定めている。

業務上の観点から、健康及び安全のリスクは、具体的には、従業員により行われる業務及び外部の環境条件に基づいて、各事業所又は資産毎に具体的に評価される。かかる評価により、職場の安全に係る予防措置及び保護措置を特定し、当該予防措置及び保護措置の有効性及び効率性を検証するために、当該予防措置及び保護措置の実施、改善及び管理を計画することが可能となる。グループレベルでは、過去３年間における事象の分析により、発生確率の観点から、機械的な事故（落下、衝突、破砕及び切断）が最も多く、関連する潜在的な影響の観点からは、電気的な事故が最も深刻であることが示されている。かかる事故は、死亡事故、人生を変えるような事故又は発生可能性の高い事故を含む可能性があり、電気的な事故においては、従業員に対する結果のみにおいては致命的な事象及び人生を変えるような事象ではなくとも、事故の過程においては命取りであったり人生を変えるような事象となることがある。

エネルは、社内のスタッフ及び外部の契約社員の両方について、職場の健康及び安全のリスクの効果的な管理を確保するため、現場での行動並びに手続及び業務方法の遵守を継続的にモニタリングする調査プロセスを用いている。かかるプロセスは、社内のスタッフ及び有資格の第三者企業の両方が管理し、リスクの状況（違反）及び是正措置（研修コース、コーチング及び安全文化の浸透を含む。）を含む関連する計画を特定するように設計されている。

具体的に契約社員についてのエネルのアプローチは、契約社員をエネルの従業員の健康及び安全の重要な原則を採用する上でのパートナーとして考えることであり、それによって契約社員は、かかる原則を適用する上で、また、職場の健康及び安全の問題に配慮する上で、社内の従業員と同等とみなされる。したがって、安全は調達プロセスに統合され、契約社員の業績は、資格制度を用いた準備段階及び契約履行段階の両方において、多くの管理プロセス及びツールを通じて監視される。例えば、契約社員評価（資格段階又は指標の評価において重大な問題若しくは低評価が発覚した場合における契約社員の分析）又は評価グループ（サプライヤーの安全のパフォーマンスを評価し、その結果としての管理活動を決定するため、全ての国際事業ライン及び地理的領域にわたって開催される定期的な部門間会議）等を通じて監視される。

プロセス及び業務上の側面に加え、健康及び安全のリスクを正しく管理する上で他に重要な要素は、研修、認識及び情報に係る活動に関連している。技術的スキルの向上及び安全文化の発展、変化の過程の支援並びに事業から浮上するニーズへの適時の反応を促進するために、エネル・グループは、体系化された研修管理プロセスを開発しており、かかる研修管理プロセスは、知識をスキルへ、またそれにより行動へと変換するように設計されている。

また、エネルは、イントラネット上のニュース、情報共有のメール、ニュースレター及び雑誌等の、会社の様々なルートを通じて、社員の間における情報及び認識の体系的な普及を促している。我々は、定期的に従業員からプロセスの改善に関するフィードバックを集めて調査を行い、全ての従業員の間で安全に係る手続の遵守についての認識を高めるために、また、重大又は致命的な事故の過程及び原因について集団的な反省の時間を作るために、コミュニケーションに取り組んでいる。

最後に、エネルは、健康及び安全の分野におけるベストプラクティスを共有することにより継続的な改善を確保するために、企業間のワーキング・グループへの参加を通じて、エネルギー部門内外における国際的なトッププレーヤーとの対話も絶えず行っており、業務プロセス及び革新的な取組みの両方を調査している。

環境

過去数年にわたり、地球温暖化並びに水資源の開発及び劣化のさらなる進行が特に重要視され、環境及び生態系に影響をもたらす開発モデルに起因するリスクに対し、社会の認識は強まってきている。これらの影響により、環境の質及び生態系の健全性への関心が高まりつつあり、関連するリスクへの認識がますます深まっている。

エネルの活動に関連する環境リスクの分析は、影響及び依存度の重要性分析の結果に基づき、統合された多機能アプローチを用いて実施された。かかる評価は、我々の事業に関する様々な活動及び技術が与える環境及び社会への影響（土地の占有の影響及び生態系の変容、（水不足の影響を含む）天然資源の減少並びに環境基盤の汚染を含む。）に関連した、主要なオペレーショナル・リスク及び財務リスクを特定するのに一役買った。

オペレーショナル・リスクに加え、かかる評価は、規制枠組み、技術的枠組み又は市場枠組みの想定される変化及び関連する機会に起因する風評リスク及び移行リスクをも考慮した。

エネルは、全ての事業において、またプロジェクトの全ライフサイクルにわたって、環境に対する影響及び環境リスクの防止及び最小化に取り組んでいる。ISO 14001認証を受けた環境管理システムを当グループ全体に採用することで、環境リスク及び機会を特定及び管理するため、体系化された方針及び手続を実施できるようになる。構造化された管理計画に、環境に関する最良の実践例に着想を得た改善活動及び改善目標を組み合わせ、環境への潜在的な影響並びにその結果としての評判の悪化及び訴訟を軽減している。また、エネルは、困難な環境改善目標（例えば、大気排出物、廃棄物の生成、特に水ストレスの高い地域における水の消費、及び自然生息地や種への影響に関するもの等）を達成するための数々の行動も行っている。

水ストレスの高い地域への影響は、エネルの開発戦略によって直接緩和される。この開発戦略は、従来の火力発電所における消費を削減する進歩的なソリューションを採用するのみならず、原則として稼働が水の供給に依存しない再生可能資源による発電の増加に基づいている。生態系について、エネルは、生物多様性及び自然生息地の保護及び保全のための対策を採用しており、緩和の階層（回避、最小化、回復及び相殺）に従い、活動の効果をモニタリングしている。流域管理当局と協力することで、水力発電資産の持続可能な管理のための共通戦略の採用が促進される。

また、エネルは、影響力のあるステークホルダー及びネットワーク（ビジネス・フォー・ネイチャー、自然関連財務情報開示タスクフォース、持続可能な開発のための世界経済人会議及び科学的根拠に基づく自然に関する目標等）とともに、自然及び生物多様性の問題についての国際的な議論に積極的に参加している。

調達・物流・サプライチェーン

グローバル調達及び関連するガバナンス文書における調達プロセスは、規制及び制御点からなる構造的なシステムを形成しており、これにより、持続可能な経済発展のためのイニシアチブの推進を放棄することなく、倫理綱領、エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム、「腐敗防止」計画及び人権方針に定められた基本原則の完全な遵守と、経済的な事業目標の達成を両立させることができる。

これらの原則は、全てのステークホルダーとの信頼関係を確立し、単に財務的な競争力の確保だけに基づく関係ではなく、児童労働の回避、労働安全衛生及び環境責任を含む当グループにとって重要な分野でのベストプラクティスを考慮した安定した建設的な関係を定義するために、エネルが自主的に採用する組織的プロセス及び組織的管理に組み込まれている。より大きな相互作用並びに外部世界及び企業組織の様々な部分との統合により、調達プロセスは、価値創造における中心的な役割をますます強めている。

グローバル調達は、耐性がありかつ持続可能なサプライチェーンの創出に貢献しており、それにより我々全員が循環経済の観点から考えることが求められ、刷新を促し、当グループの価値観及び目標をサプライヤーと共有することによって、サプライヤーは、エネルの目標達成の実現者となる。より具体的には、サプライヤー側の道徳的行動を生むために、入札時にインセンティブ又は義務的要件を組み込むことができる。これらには、1）サプライヤーがカーボンフットプリントを算定及び削減することに関するインセンティブ（サプライヤーの改善への取組みを促す。）、2）地域社会に属する人材の研修及び採用並びにジェンダーの多様性の尊重を目的とした活動等の社会的側面に関するインセンティブ、3）人権に関する義務的要件（戦略的な商品カテゴリーの供給に関する潜在的なサプライチェーンのマッピングに関連する。）が含まれる。

調達プロセスの観点から、様々な部門は入札メカニズムを採用しており、これにより技術要件、経済／財務要件及び環境要件、安全、人権、法的権利並びに倫理的権利を有する全ての事業者に対して、最大限の競争及び平等なアクセスの機会を確保している。直接依頼による競合手続のない調達は、当該事項に関する現行の法律を遵守し、正当な動機付けがなされた例外的な場合にのみ行われる。

さらに、エネル・グループ全体の唯一のグローバル・サプライヤー資格制度は、調達プロセスが始まる前から、調達プロセスへの参加を意図する潜在的なサプライヤーが、当社の戦略的ビジョン及び方針に沿っていることを確認する。

リスク統制システムに関して、グローバル調達は、不確実性を許容レベルまで低減するための予防措置を実施し又は全ての事業、技術及び地理的領域における影響を緩和するために、軽減措置の前後のリスクのレベルを示す指標の適用に重点を置いている。

サプライチェーン・リスク管理の有効性は、多様な要因を評価する特定の指標（債務不履行の可能性、個々のサプライヤー又は産業グループとの契約の集中度、サプライヤーのエネルへの依存度、入札中の行動の正しさのパフォーマンス指標、品質並びに契約履行における時間厳守及び持続可能性、カントリーリスク等を含む。）により監視されており、調達、交渉及び入札額の戦略の定義を導くためのしきい値が指定されており、これによりリスク及び利益の可能性の選択を知らせることができる。

ウクライナの地政学的情勢が市場の変動を増大させ、COVID-19パンデミックの最中（エネルはその間、サプライチェーンの中断を避けるために供給源の分化に取り組んだ。）に既に緊迫していたサプライチェーンにさらなるストレスを与える結果に対抗するため、グローバル調達は、特定の契約上の監視義務を通じて、我々のサプライヤーの積極的参加により、供給／物流チェーンに関連する活動を常に監視し、市場における不足、物流問題及び事業中断に関するリスクを軽減している。

人材及び組織

エネルギー転換からデジタル化及び技術革新のプロセス並びに人工知能システムの急速な普及に至るまで、我々が経験している社会的、経済的、人口学的及び文化的な大規模な変革は、仕事の世界にも大きな影響を与え、そのパラダイムを一新し、文化及び組織に大きな変化をもたらすため、新しい職業資格やスキルが必要である。

変化に対応するためには、この画期的な変革に対応するための適切なツールを用いて、社会的及び労働的な側面を持つ人材を中心に据え、包括的に行動することが不可欠である。

組織は、バリューチェーン全体を通じて持続可能な、機敏かつ柔軟な新しい仕事及びビジネスモデルに移行することをますます求められている。また、個人の貢献が広く共有された価値を生み出すために不可欠な要素であることを理解し、各人の多様性及び才能を高めるための方針を採用することが不可欠である。

人材の重視性、常に耳を傾けること、共有、個人の起業家的能力の向上、関与は、当社における働き方及び経験のキーワードである。

これまで以上に組織が効率的となり合理化され、業務が簡素化されたことにより、人的資源の管理及び人材の重視性は、当グループの産業戦略の実行において重要な役割を担っており、特別な目標に対する実現可能な要素（以下を含む。）として作用している。すなわち、スキル及び能力の継続的な開発、従業員それぞれに変化をもたらすことができ、業績達成に対して従業員が特色ある貢献を行い、主役となる（同時にモチベーションや幸福感として理解される従業員の満足度の向上を保証する。）ことを可能とするための従業員の（継続的で、パーソナライズされ、柔軟で、アクセスがしやすく、横断的な）再教育及びスキルアップの促進、労働環境及びパフォーマンスを評価するシステムの開発、当グループが事業を展開する全ての国に多様性及び多様性受入方針を普及させ、その効果を厳格に評価すること、並びに才能ある人材を惹きつけ採用するための重要な要素である、無差別及び機会均等の原則に基づく、包括的組織文化を浸透させることである。

当グループは、人材の才能、態度及び希望を尊重する、従業員のエンパワーメント・プロセス及び起業家的アプローチの育成を強化することにより、個人及びチームの自主性及び説明責任を実現するために、組織及びプロセスの簡素化並びにプロセスのデジタル化を通じて組織モデルの耐性及び柔軟性を高めることに取り組んでいる。革新的かつ柔軟な組織モデルの使用のみならず、ハイブリッド方式の働き方及びインターナルモビリティの推進は、信頼と責任、積極性と起業家精神に基づく企業文化の発展を支援することにまさに照準を合わせたツールである。

コンプライアンス・リスク

個人情報の保護に関連するリスク

43ヶ国超に存在する当グループは、公共サービス分野で最大の顧客基盤（70百万人超）を持ち、現在約61,000人の従業員を擁している。その結果、当グループのビジネスモデルでは、2024年-2026年の戦略計画で想定されている財務上及び事業上の成果を挙げるために、ますます大規模かつ増大する個人情報の管理が必要となる。

このためエネルは、個人情報の保護に関連するリスクにさらされている。これらのリスクは、顧客、従業員及びその他の個人情報の機密性、完全性又は利用可能性の喪失につながり、世界的な売上高に基づいて決定される罰金、特定のプロセスの使用の禁止並びにその結果としての財務上の損失及び風評被害のおそれがある。

このリスクを管理及び軽減するため、エネルは、全レベルで個人情報問題に責任のある人材（グローバル及び国レベルでのデータ保護オフィサーの任命を含む。）を任命して、個人情報のグローバルガバナンスモデルを採用し、デジタルコンプライアンスツールにより、アプリケーション及びプロセスをマッピングし、この分野における特定の地域の規制に準拠して、個人情報保護に影響を与えるリスクを管理している。

４【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1)　業績等の概要

「第一部－第３－４－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(2)　生産、受注及び販売の状況

「第一部－第３－４－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

業績指標の定義

当グループの業績を示し、その財務構造を分析するため、当グループが採用するIFRS-EUの下で構想され連結財務書類に含まれる表とは異なる、別の再分類された表が作成された。これらの再分類された表は、2015年10月５日に公表された代替的業績指標に関するESMAガイドライン（ESMA/2015/1415）に沿った連結財務書類から直接に得られるものとは異なる業績指標を含んでいる。経営陣は、それらの指標が、当グループの業績を監視する上で有効であり、事業の財務成績を反映するものであり、経時的により優れた比較可能性を確保できると確信している。

それらの指標に関して、2021年４月29日、CONSOBは警告通知第5/2021号を発行した。かかる通知は、欧州証券市場監督局（ESMA）により2021年３月４日に発行された、規則（EU）2017/1129（英文目論見書規則）に基づく開示要件についての2021年５月５日に施行されたガイドラインに効力を生じさせ、CESR勧告への言及及び財務ポジションに関する2006年７月28日付け通知第DEM/6064293号に含まれていた言及を置き換えるものである。

当該ガイドラインは、以前のCESR勧告（2013年３月20日改訂版ESMA/2013/319）を更新したものである。ただし、委任規則（EU）2019/980の附属書第29号に記載されている特別発行者に関する勧告は例外であり、本ガイドラインには変更されておらず、引き続き適用される。

当該ガイドラインは、指令第2003/71/EC号の適用範囲内で規制対象情報又は目論見書に含まれる代替業績指標の有用性及び透明性を促進し、その比較性、信頼性及び包含性を向上させることを意図している。

上記の規制に従い、エネル・グループのこれらの指標を構築するために用いられた基準は、以下のとおりである。

売上総利益（EBITDA）

「営業利益」、「売掛金及びその他の債権の減損／（戻入）純額」並びに「減価償却費、償却費及びその他の減損」の合計で算出される営業成績指標をいう。

通常売上総利益（通常EBITDA）

当グループが行うオーナーシップ、パートナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連した中核事業から生じた「売上総利益」に非継続事業の通常売上総利益（存在する場合）を加えたものとして定義される。企業再編に関連する費用及び現地の外国政府がエネルギー企業に対し課した「特別連帯税」を算入しない。

通常営業利益

「営業利益」に非継続事業の通常営業利益を加え、通常売上総利益に関連して言及された中核営業に関連しない取引の影響を除外したものとして定義される。また、「IAS第36号－資産の減損」又は「IFRS第５号－売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に基づく帳簿価額の回収可能性の評価後の資産及び／又はグループ資産に係る重要な減損損失（減損損失の戻入を含む。）も除外する。

グループ通常利益

「通常営業利益」で述べた項目について「グループ利益」を調整し、税効果及び非支配持分を考慮することにより決定される。

また、当グループの中核事業に厳密に起因しない多くの金融要素及びイタリアでエネルギー企業に課される特別連帯税も除外される。

純固定資産

「固定資産」と「固定負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

・「繰延税金資産」
・「その他の非流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産」
・「長期借入」
・「従業員給付」
・「リスク及び費用に対する引当金（非流動部分）」
・「繰延税金負債」
・「その他の非流動金融負債」

純運転資本

「流動資産」と「流動負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

・「その他の流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれる流動金融資産」
・「現金及び現金同等物」

・「短期借入」及び「長期借入の流動部分」
・「リスク及び費用に対する引当金（流動部分）」
・「その他の流動金融負債」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の流動金融負債」

売却目的保有の純資産

「売却目的保有として分類された資産」及び「売却目的保有として分類された処分グループに含まれる負債」の代数和として算出される。

純投下資本

「純固定資産」及び「純運転資本」、「リスク及び費用に対する引当金」、「従業員給付」、「繰延税金負債」及び「繰延税金資産」、並びに「売却目的保有の純資産」の合計として算出される。

純金融負債

以下により決定される財務構造指標をいう。

・「長期借入」、「短期借入」、「長期借入の流動部分」、「その他の固定金融負債」及び「その他の流動金融負債」に含まれる「純金融負債に含まれるその他の流動金融負債」から、
・「現金及び現金同等物」、
・「その他の流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれる流動金融資産」（（ⅰ）長期貸出資産の流動部分、（ⅱ）有価証券、（ⅲ）貸出資産及び（ⅳ）その他の流動金融資産を含む。）、並びに
・「その他の非流動金融資産」に含まれる「純金融負債に含まれる非流動金融資産」（（ⅰ）有価証券及び（ⅱ）金融資産を含む。）を差し引いたもの

より一般的には、エネル・グループの純金融負債は、ESMAが2021年３月４日に発行し、2021年５月５日から適用されたガイドライン39及びCONSOBが2021年４月29日に発行した上記の警告通知第5/2021号に従って報告されている。

上記の基準に従って決定された当グループの金融負債と、2006年７月28日付けCONSOB通知第DEM/6064293号の基準に従って決定された金融負債の調整は、連結財務書類の注記47に報告されている。

連結範囲の主な変更

検討対象の２期間において、連結範囲は変更された。詳細については、連結財務書類の注記９「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

当グループの業績

以下は、当グループの営業成績及び環境パフォーマンスの詳細である。

業務

SDG		2023年	2022年	増減
	純発電量(TWh)(1)	207.33	227.77	(20.44)
7	*－再生可能エネルギー(TWh)(1)*	*126.98*	*112.45*	*14.53*
	純有効発電設備容量合計(GW)	81.4	84.6	(3.2)
7	純有効再生可能発電設備容量(GW)	55.5	53.6	1.9
7	純有効再生可能発電設備容量(%)	68.2%	63.3%	4.9%
7	追加的有効再生可能発電設備容量(GW)	4.03	4.96	(0.93)
9	エネルの配電網による送電量(TWh)	489.2	507.5(2)	(18.3)
9	稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー(数)(3)	45,172,959	45,824,963	(652,004)
9	配電及び送電網(km)	1,899,419	2,024,038	(124,619)
	エンドユーザー(数)	70,291,727	72,655,170	(2,363,443)
	エネルの電力販売量(TWh)	300.9	321.1	(20.2)
	エンドユーザーに対するガス販売量(十億立方メートル)	8.3	10.2	(1.9)
	個人顧客(数)	61,118,024	66,784,895	(5,666,871)
	－自由市場	*24,320,725*	*27,864,392*	*(3,543,667)*
11	需要反応容量(MW)	9,588	8,476	1,112
11	公共の充電地点(数)(4)	24,281	22,112(2)	2,169
11	貯蔵(MW)	1,730	760	970

(1) ジョイント・ベンチャーを通じた純発電量も含めると、2023年12月31日現在の総発電量は220.6TWhとなる。同様に、2023年12月31日現在の再生可能エネルギーによる発電量は140.3TWh（2022年12月31日現在は123.7TWh）となる。
(2) 2022年の数値は、より正確な合計の計算を反映している。
(3) うち、第二世代スマートメーターを有するエンドユーザー数は、2023年では28.7百万、2022年では25.2百万であった。
(4) ジョイント・ベンチャーを通じて操業する充電地点数も含めると、合計数は2023年12月31日現在で25,337ヶ所、2022年12月31日現在で22,617ヶ所となる。

2023年におけるエネルの**純発電量**は、2022年と比べて20.44TWh減少したが、これは主に、ロシア、アルゼンチン（エネル・ジェネラシオン・コスタネラ及びセントラル・ドック・スード）並びにブラジル（セントラル・ジェラドラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ‐CGTF）における事業の売却を考慮した燃料油及びターボガス発電所（-6.63TWh）並びに複合サイクル発電所（-17.73TWh）による発電量の減少による火力発電の減少（-34.97TWh）、並びに主にイタリアにおける石炭発電の減少（-8.97TWh）によるものであった。

再生可能資源による発電量の増加（14.53TWh）は、主に複数の国々で水の利用可能性が高まったことに恩恵を受けた水力発電の増加（9.26TWh）、並びに主にチリ、米国及びイベリア半島における太陽光発電（3.30TWh）によるものであった。

2023年12月末現在の当グループの**純有効発電設備容量**合計は、81.4GWとなり、2022年と比べて3.2GW減少した。

発電量との関連で述べたように、純有効発電設備容量の減少は、主にアルゼンチンにおける火力発電資産の売却にも起因している。しかし、かかる減少は、当グループが当年度中に行った再生可能エネルギーへの投資（+4.03GW）による純有効再生可能発電設備容量の増加（+1.9GW）により軽減され、ルーマニア、ギリシャ、オーストラリア、チリ及びインドにおける発電所の処分により一部相殺された。

2023年12月末の時点で、当グループの**純有効再生可能発電設備容量**は55.5GWに達し、2022年と比較して1.9GWの増加となり、純有効発電設備容量全体の68.2%を占めている。

配電及びアクセス、エコシステム並びにプラットフォーム

		2023年	2022年	増減	
エネルの配電網による送電量	TWh	489.2	507.5(1)	(18.3)	-3.6%
SAIDI	平均分数	217.6	230.5(1)	(12.9)	-5.6%
SAIFI	平均回数	2.5	2.6	(0.1)	-3.8%
稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー(2)	数	45,172,959	45,824,963	(652,004)	-1.4%
デジタル・エンドユーザー	%	64.3	63.1	1.2	1.9%
エネルの電力販売量	TWh	300.9	321.1	(20.2)	-6.3%
－自由市場	*TWh*	*194.5*	*198.3*	*(3.8)*	*-1.9%*
個人顧客	数	61,118,024	66,784,895	(5,666,871)	-8.5%
－自由市場	*数*	*24,320,725*	*27,864,392*	*(3,543,667)*	*-12.7%*
天然ガス販売	百万立方メートル	8,324	10,243	(1,919)	-18.7%
公共の充電地点(3)	数	24,281	22,112	2,169	9.8%
需要反応容量	MW	9,588	8,476	1,112	13.1%
貯蔵	MW	1,730	760	970	-

(1) 2022年の数値は、より正確な合計の計算を反映している。
(2) うち、第二世代スマートメーターを有するエンドユーザー数は、2023年では28.7百万、2022年では25.2百万であった。
(3) ジョイント・ベンチャーにおいて管理されている会社の充電地点数も含めた場合、これらの数値は、2023年12月31日現在で25,337ヶ所、2022年12月31日現在で22,617ヶ所となることに留意されたい。

エネルの配電網による送電量は、2023年において489.2TWhとなり、前年と比べて18.5TWh減少（-3.6%）したが、これは主に、特に2022年末におけるセルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却に関するブラジル（-11.6TWh）における減少、並びに連結範囲の変更によるイタリア（-6.3TWh）、チリ（-3.1TWh）及びルーマニア（-3.0TWh）における送電量の減少に起因していた。これらの影響は、スペイン（+4.7TWh）における増加によりわずかに相殺された。

2023年の**稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー**数は、ルーマニアにおける事業の連結解除（1,285,969減）により652,004の減少となった。これらの影響は、ブラジル（+412,667）、イタリア（+129,439）及びスペイン（+87,218）における増加により一部相殺された。

2023年の**エネルの電力販売量**は300.9TWhとなり、前年と比べて20.2TWhの減少（-6.3%）となった。

2023年の電力販売量の減少は、主にエネル・ゴイアスの売却によるブラジルの規制市場（-9.7TWh）、及び2024年６月に設定された保護強化市場の廃止が保留されていることに一部起因して、顧客の自由市場への移行が進行しているイタリアの規制市場（-6.8TWh）に集中していた。

自由市場については、主にイタリア（-3.1TWh）及びスペイン（-0.6TWh）において販売量の減少がみられたが、ブラジル（+2.2TWh）及びチリ（+0.6TWh）の増加により一部相殺された。

加えて、2023年の**天然ガス販売量**は、8,324百万立方メートルとなり、前年と比べて1,919百万立方メートル減少したが、これは主にスペイン（1,107百万立方メートル減）及びイタリア（577百万立方メートル減）によるものであった。

2023年12月31日現在の稼働中の電気自動車向けの**公共の充電地点**は、主にスペイン（+1,824ヶ所）及びイタリア（+846ヶ所）で2022年と比べて2,169ヶ所増加し、24,281ヶ所に達した。

2023年の**需要反応容量**は、主に日本（+494MW）、北アメリカ（+273MW）及びイタリア（+256MW）で前年と比べて1,112MW増加し、9,588MWとなった。

最後に、2023年12月31日現在の**貯蔵**は、北アメリカ（+736MW）及びイタリア（+159MW）を中心とした主に再生可能エネルギー発電所における新規バッテリーの設置（+931MW）により970MW増加し、1,730MWとなった。

気候変動への取組み及び環境の持続可能性の確保

主な気候変動指標

		2023年	2022年	増減	
温室効果ガス直接排出量－スコープ１	MtCO2eq	34.51	53.07	(18.56)	-35.0%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２（位置ベース）(1)	MtCO2eq	3.28	3.82	(0.54)	-14.1%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２（市場ベース）(1)	MtCO2eq	4.51	5.10	(0.59)	-11.6%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ３(2)	MtCO2eq	56.53	71.04	(14.51)	-20.4%
－ガス販売に関連する排出(2)	MtCO2eq	16.79	20.63	(3.84)	-18.6%
発電に関するスコープ１の温室効果ガス排出量(3)	gCO2eq/kWh	160	229	(69)	-30.1%
統合電源に関するスコープ１及びスコープ３の温室効果ガス排出量(4)	gCO2eq/kWh	168	210	(42)	-20.0%
二酸化硫黄実質排出量	g/kWheq	0.09	0.07	0.02	28.6%
窒素酸化物実質排出量	g/kWheq	0.26	0.32	(0.06)	-18.8%
微粒子実質排出量	g/kWheq	0.006	0.005	0.001	20.0%
ゼロ・エミッション発電の全体に対する割合	%	73.2	61.0	12.2	20.0%
直接燃料消費量合計	Mtoe	19.3	26.5	(7.2)	-27.2%
火力発電所の平均効率性(5)	%	42.0	42.8	(0.8)	-1.9%
水源確保が困難な地域における取水量	%	23.3	19.3	4.0	20.7%
真水の実質取水量合計	リットル/kWh	0.20	0.23	(0.03)	-13.0%
二酸化炭素の参考価格	ユーロ/ton	71	86	(15)	-17.4%
低炭素製品、サービス及び技術に係る通常EBITDA(6)	百万ユーロ	17,982	13,900	4,082	29.4%
低炭素製品、サービス及び技術への資本支出	百万ユーロ	12,837	13,351	(514)	-3.8%
全体に対する低炭素製品、サービス及び技術に係るCAPEXの割合	%	94.6	92.1	2.5	2.7%

(1) 2022年の数値は、配電資産のエネルギー消費の計算方法の更新及び国の電力システムの排出量係数の更新を反映して調整されている。
(2) 2022年の数値は、エンドユーザーに販売された天然ガスの熱量に基づく計算方法の更新及び国の電力システムの排出量係数の更新を反映して調整されている。
(3) 揚水発電を除く再生可能エネルギー発電、原子力発電及び火力発電の合計と比較した発電による直接排出量（スコープ１）を考慮して計算された、2022年にSBTiが認定した目標に対応するKPI。2022年の数値は、国の電力システムの排出量係数の更新を反映して調整されている。
(4) 揚水発電を除く再生可能エネルギー発電、原子力発電及び火力発電の合計に対する割合として、発電による直接排出量（スコープ１）及びエンドユーザー向け電力の購入による非直接排出量（スコープ３）、並びに購入した電力を考慮して計算された、2022年にSBTiが認定した目標に対応するKPI。
(5) 計算では、イタリアのO&G発電所の廃止又はこれによるわずかな影響を考慮していない。平均効率性は、プラント・フリートに基づき計算され、発電量により加重される。
(6) 低炭素製品、サービス及び技術に係る通常EBITDAは、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エネルX及びエンドユーザー市場（ガスを除く。）の事業ラインに含まれる低炭素製品、サービス及び技術の通常売上総利益を表している。

2023年において、**直接排出量及び非直接排出量合計**（すなわち、スコープ１、スコープ２及びスコープ３）は過去最低の94.3MtCO2eqとなり、世界的なエネルギー危機を受けて2021年及び2022年に見られた増加傾向を逆転させた。より具体的には、総排出量は2022年（127.9MtCO2eq）と比較して26.3%減少した。これは主に、主要な事業パフォーマンス指標の全体的な改善によるものであり、イタリア及びイベリア半島における石炭発電及びCCGT発電の減少、並びに2022年のロシア及び2023年のアルゼンチンにおける火力発電所の売却による火力発電量の38%の減少、エンドユーザーへの天然ガス販売量の19%の減少、並びに2022年と比較したサプライチェーン支出に対する温室効果ガス排出量の割合の24%の減少を含む、バリューチェーン全体を通じた直接排出量及び非直接排出量の削減に寄与した。さらに、電力網のデジタル化及び自動化もまた電力網の損失を削減し、再生可能エネルギーの開発を促進した結果、当グループの脱炭素化への取組み及び当グループが操業するエネルギーシステムの脱炭素化において重要な役割を果たしている。

スコープ１の温室効果ガス排出量は2023年に34.51MtCO2eqとなり、温室効果ガス総排出量の36.6%に相当し、2022年の53.07MtCO2eqと比較して35.0%減少した。全体のうち、これらの排出量の94.9%は発電のための燃料の燃焼プロセスに関連しており、火力発電の減少及び再生可能エネルギー発電の増加による恩恵を受けている。

2023年にエネルが**ゼロ・エミッションの供給源**から調達した**発電量**は、主に水力発電及び太陽光発電の寄与分の増加により総発電量の73.2%に達し、2022年に記録した61.0%から大幅に増加した。

エネルが事業を行う地域における大気質の改善に向けた我々の継続的な取組みは、火力発電に関連する主要な大気汚染物質、すなわち二酸化硫黄、窒素酸化物及び微粒子の排出量削減に留意することにより強調されている。

2023年には、イタリア及びイベリア半島のガス発電所及びCCGT発電所からの総発電量の減少並びにアルゼンチンの発電所の売却に関連して、窒素酸化物排出量が絶対的にも実質的にも2022年と比べて減少した。一方、二酸化硫黄及び微粒子の排出量は、エルニーニョ現象の影響で降雨量のバランスが大きく変化したことに伴う深刻な干ばつによる特定の発電需要により、通常は稼働していないラテンアメリカ（コロンビア）の石炭発電が増加した結果、前年と比べて増加した。より具体的には、二酸化硫黄の実質排出量は0.09g/kWheq（2022年の0.07g/kWheqと比べて+28.6%）、窒素酸化物の実質排出量は0.26g/kWheq（2022年の0.32g/kWheqと比べて-18.8%）、微粒子の実質排出量は0.006g/kWheq（2022年の0.005g/kWheqと比べて+20.0%）となった。

自然資本の保護及び開発

自然資本の保護及び気候変動対策は、当グループが事業を行う地域社会の持続可能な経済開発を促進するために、計画並びに事業運営及び開発に組み込まれる戦略的要素であり、エネルギー市場におけるエネルのリーダーシップを強化するための決定要因である。

エネルギー企業として、我々の事業は、天然資源に依存すると同時に、天然資源に影響を与えるものでもある。そのため、エネルは国際的な枠組みに沿って、リスク及び機会の評価をグループ・ガバナンス及び意思決定プロセスに統合し、時間をかけて具体的な目標を設定するようにしている。

我々のエネルギーミックスの脱炭素化は、自然への負荷を低減し、生息地を再生し、生態系サービスの利益を地域社会と共有するという目標とともに、エネルの持続可能性戦略の基礎となっている。

責任ある水資源の管理

		2023年	2022年	増減	
総取水量	百万立方メートル	55.0	76	(21.0)	-27.6%
水源確保が困難な地域における取水量	%	23.3	19.3	4.0	20.7%
真水の実質取水量合計	リットル/kWheq	0.20	0.23	(0.03)	-13.0%
総消費水量	百万立方メートル	35.4	45.2	(9.8)	-21.7%
水源確保が困難な地域における消費水量	%	22.1	20.5	1.6	7.8%

発電に必要な水は、「希少でない」水源（すなわち、オープンサイクル冷却プロセスでそのまま使用されるか、又は脱塩された工業用水を得るために淡水化される海水）並びに必要な場合にのみ希少な水源（地表、地下及び民間利用の真水）から得られる。2023年には、イタリア、イベリア半島及びラテンアメリカでの火力発電の減少並びにスペインでの原子力発電の減少により総取水量が大幅に減少した（2022年の76百万立方メートルから2023年には55百万立方メートルへと-27.6%）が、これは真水の実質取水量合計の13%の減少（2022年の0.23リットル/kWheqと比較して2023年は0.20リットル/kWheq）に相当する。この減少は、水源確保が困難な地域(1)における真水の取水量でも見られ、2022年の12.4×1,000百万リットルから10.3×1,000百万リットル（-17%）となったが、総取水量で記録された減少よりも深刻ではなく、全体のうち水源確保が困難な地域から取水された水の相対的割合は増加した（2022年の19.3%から2023年には23.3%と+20.7%）。

エネル・グループの総発電量の約11.6%は、水源確保が困難な地域における真水を使用したものであり、主に火力発電及び原子力発電から生じている。

(1) 世界資源研究所の水リスク地図情報に定められている「（最低基準）水源確保が困難」な状態に関連したGRI基準に沿ってマッピングされている。

生物多様性に対するエネルのコミットメント

エネルは、ますます多くの国で発電用地及びその周辺の生物多様性の管理及び保全を幅広く経験している。2019年、エネルは、開発及び操業から廃止まで、我々の発電所の全ライフサイクルを通じて生物多様性及び生態系サービス（BES）への影響を管理するための原則及び手順を設定したグループ・ガイドラインを採用した。

生物多様性及び自然への潜在的な影響を特定することは、緩和の階層の適用を通じて関連する影響を回避、最小化、是正又は相殺するための最も効果的な戦略を定義するために必須である。同様に、生物多様性及び自然資本に依存する全てのものを特定することで、それらに起因するリスクを抑制するための最善の戦略を特定することができる。

2023年には、操業中の発電所及びその周辺の種や自然生息地を保護するための183件のプロジェクトを実施し、そのうち57件は政府、非政府組織及び大学と連携して開発され、総投資額は10.8百万ユーロとなった。これらのプロジェクトは世界中で実施された。

また、2023年には、主にブラジル、チリ、コロンビア、イタリア及びスペインにおいて、影響を受けた固有種の保護及び監視を目的とした、建設中の発電所に関連するプロジェクトをさらに60件実施し、総投資額は９百万ユーロ超となった。

次へ

当グループの業績

(単位：百万ユーロ)

	通常損益計算書(1)				損益計算書			
	2023年	2022年	増減		**2023年**	2022年	増減	
収益	98,163	143,009	(44,846)	-31.4%	95,565	140,517	(44,952)	-32.0%
費用	73,232	125,692	(52,460)	-41.7%	72,344	122,964	(50,620)	-41.2%
コモディティ契約から生じた純損益	(2,962)	2,366	(5,328)	-	(2,966)	2,365	(5,331)	-
売上総利益／（損失）	**21,969**	**19,683**	**2,286**	**11.6%**	**20,255**	**19,918**	**337**	**1.7%**
減価償却費、償却費及び減損	7,927	7,554	373	4.9%	9,423	8,725	698	8.0%
営業利益／（損失）	**14,042**	**12,129**	**1,913**	**15.8%**	**10,832**	**11,193**	**(361)**	**-3.2%**
金融収益	6,062	8,305	(2,243)	-27.0%	6,049	8,287	(2,238)	-27.0%
金融費用	9,440	10,812	(1,372)	-12.7%	9,424	10,743	(1,319)	-12.3%
純金融費用	**(3,378)**	**(2,507)**	**(871)**	**-34.7%**	**(3,375)**	**(2,456)**	**(919)**	**-37.4%**
持分法による投資利益／（損失）(2)	**226**	**27**	**199**	**-**	**(41)**	**(60)**	**19**	**31.7%**
税控除前利益／（損失）	**10,890**	**9,649**	**1,241**	**12.9%**	**7,416**	**8,677**	**(1,261)**	**-14.5%**
法人税	3,211	2,622	589	22.5%	2,778	3,523	(745)	-21.1%
継続事業からの利益／（損失）(2)	**7,679**	**7,027**	**652**	**9.3%**	**4,638**	**5,154**	**(516)**	**-10.0%**
非継続事業からの利益／（損失）(2)	**-**	**-**	**-**	**-**	**(371)**	**(2,234)**	**1,863**	**83.4%**
当年度利益（親会社株主及び非支配持分）	**7,679**	**7,027**	**652**	**9.3%**	**4,267**	**2,920**	**1,347**	**46.1%**
親会社株主に帰属	6,508	5,391	1,117	20.7%	3,438	1,682	1,756	-
非支配持分に帰属	1,171	1,636	(465)	-28.4%	829	1,238	(409)	-33.0%

(1) 通常損益計算書の利益は、「業績指標の定義」の項目に記載された指標に基づき計算されている。結果の要約は、売上総利益、営業利益及び当期利益（親会社株主に帰属）の合計について報告された数値と通常の数値との調整を示している。

(2) 2022年の数値は、2023年12月に売却されたロシアの会社であるルスエネルゴスビト・エルエルシーに関する「持分法による投資利益／（損失）」を「非継続事業」に分類したことを反映して調整されている。

次へ

収益

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
電力販売	52,465	69,340	(16,875)	-24.3%
送電	11,123	11,096	27	0.2%
ネットワーク事業者からの手数料	1,142	979	163	16.6%
機関市場事業者からの繰入金	1,570	1,667	(97)	-5.8%
ガス販売	7,983	8,970	(987)	-11.0%
ガス輸送	68	80	(12)	-15.0%
燃料販売	3,458	5,605	(2,147)	-38.3%
電力及びガスのネットワークへの接続手数料	877	826	51	6.2%
建設契約からの収益	995	1,672	(677)	-40.5%
期間中に決済された契約に係る現物決済を伴うコモディティの売却と公正価値の損益	10,383	32,987	(22,604)	-68.5%
付加価値サービス販売	1,653	1,384	269	19.4%
その他の収益	3,848	5,911	(2,063)	-34.9%
合計	**95,565**	**140,517**	**(44,952)**	**-32.0%**

2023年の**収益**は、2022年の140,517百万ユーロから44,952百万ユーロ減少（-32.0%）した。具体的には、この減少は、卸売市場及び小売市場での電力販売量の減少並びに比較した２年間のコモディティの平均売却価格の傾向の両方に関連しており、現物決済を伴う売却契約の認識にも大きな影響を及ぼした。

かかる収益の減少はまた、2022年下半期（具体的には、エネル・トランスミシオン・チリ、セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）及びブラジルのフォルタレザCGT）並びに2023年初頭（アルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コンスタネラ及びセントラル・ドック・スード）に売却された一部の企業の非連結化による影響も反映しており、その影響は、再生可能資源による発電（特にイタリア及びスペインの水力発電所並びにラテンアメリカの風力発電所及び太陽光発電所）からの収益の増加により部分的に相殺されたにすぎない。

また、2023年に認識された「その他の収益」には、オーストラリア（103百万ユーロ）及びギリシャ（160百万ユーロ）における支配権喪失を伴う資産の一部売却、チリで事業を行う一部の再生可能エネルギー企業の売却（195百万ユーロ）、並びにEnel CIENの99百万ユーロの事業権喪失利益による合計557百万ユーロの収益が含まれることにも留意すべきである。2022年の収益には、チリにおける送電資産売却から生じた収益（1,051百万ユーロ）、並びにユフィネット（220百万ユーロ）、グリッドスペルタイズ（合計520百万ユーロ）並びにムーニー・グループ・エスピーエーへの多数の会社（67百万ユーロ）の投資の売却を伴うスチュワードシップ取引に関連した通常利益が含まれている。

費用

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
電力購入	24,668	46,955	(22,287)	-47.5%
発電のための燃料消費	6,385	9,286	(2,901)	-31.2%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売用ガス	15,324	40,742	(25,418)	-62.4%
原料	2,747	3,534	(787)	-22.3%
人件費	5,030	4,571	459	10.0%
サービス、リース及びレンタル	15,450	16,606	(1,156)	-7.0%
環境認証	2,603	2,510	93	3.7%
電力及びガスのシステムに係るその他の費用	568	172	396	-
公租公課に係るその他の費用	1,529	1,107	422	38.1%
株式投資の処分に係る資本損失及びその他の費用	404	363	41	11.3%
特別連帯税	208	-	208	-
その他の費用	813	533	280	52.5%
資産計上された費用	(3,385)	(3,415)	30	0.9%
合計	**72,344**	**122,964**	**(50,620)**	**-41.2%**

費用は50,620百万ユーロ減少したが、これは主にエネルギーコモディティの平均価格の全体的な低下によるものであり、供給量の減少にも関連している。

この減少はまた、イタリアにおける供給量の減少及びスペインにおける料金変更にそれぞれ起因する輸送コストの減少、チリにおける売上減少に伴うガス事業の付随費用の減少、ブラジルにおけるサービス譲与契約に係る費用の減少、二酸化炭素の排出権購入費用の減少、並びに連結範囲の変更による原料購入費の減少による影響も受けていた。

これらの影響は、早期退職優遇措置費用の増加、イタリア及びスペインにおけるクローバックに関連する規制措置の効果、並びにカタールのガス供給業者との仲裁紛争に関連したスペインにおける515百万ユーロの費用増加により一部相殺された。

また、2023年には、合計363百万ユーロのアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コンスタネラ・エスエー、セントラル・ドック・スード及びエル・チョコン発電所の売却に伴う費用、並びにセルグ・ティストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却に関連する価格調整に伴う費用（23百万ユーロ）が認識されたことにも留意されたい。

通常売上総利益／（損失）

以下の表は、事業ライン別の売上総利益／（損失）を示している。

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
火力発電及び取引	3,594	6,094	(2,500)	-41.0%
エネル・グリーン・パワー	5,568	3,779	1,789	47.3%
エネル・グリッド	7,851	8,276	(425)	-5.1%
エンドユーザー市場(1)	5,275	1,702	3,573	-
ホールディング及びサービス(1)	(319)	(168)	(151)	-89.9%
合計	**21,969**	**19,683**	**2,286**	**11.6%**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの価値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

2023年の**通常売上総利益**は21,969百万ユーロとなり、2022年と比較して2,286百万ユーロ増加（+11.6%）した。これは主に、統合事業（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー並びにエンドユーザー市場の各事業の統合）の運営による利益が2,627百万ユーロ増加したこと、並びにラテンアメリカにおける金利調整のプラスの影響がブラジル及びチリにおける一部の配電資産の売却による連結範囲の変更を上回ったエネル・グリッドの業績の寄与によるものであった。

さらに、統合事業利益には、スペインにおけるガス供給に関する仲裁裁定書の定義に関連する費用（515百万ユーロ）の2023年における認識及びチリにおけるシェル社との合意を受けて2022年に認識した481百万ユーロの利益が含まれている。これら２つの要素を除くと、統合事業の業績は3,623百万ユーロ改善した。

通常売上総利益の全体的な変化は、比較した２年間に完了したスチュワードシップ取引からの収益も反映している。より具体的には、2022年のユフィネットの投資回収（220百万ユーロ）、エネルXの金融会社のムーニー・グループへの売却（67百万ユーロ）及びグリッドパーティスの一部売却（520百万ユーロ）による収益の影響が、2023年のエネル・グリーン・パワー・オーストラリア（103百万ユーロ）及びエネル・グリーン・パワー・ヘラス（422百万ユーロ）の売却によるプラスの影響を上回った。

統合事業

エネルは、当グループが幅広い存在感を有し、発電した電力を供給する顧客基盤を有する中核国（すなわち、イタリア、スペイン、米国、ブラジル、チリ及びコロンビア）において、**統合的な戦略**を追求することを選択した。

この統合的な戦略は、**消費の電化**に関連する供給量の拡大に加え、特に我々の発電ミックスにおける再生可能エネルギーの増加に関連した**調達コスト（すなわち、コモディティを生産及び／又は調達するコスト）**の段階的な削減に依拠することにより、電力販売に係る利益を最大化し、その結果当グループ、顧客及び全てのステークホルダー全体にとって利益となることを目指している。

したがって、この戦略の対象となる統合事業に係る通常売上総利益（以下「統合事業利益」という。）は、電力バリューチェーンの統合によるものであり、発電（すなわち、エネル・グリーン・パワー、火力発電及び取引）並びに電力及びサービス販売（エンドユーザー市場）の業績を含んでいる。

詳述すると、本統合事業に含まれる主な事業は、以下のとおりである。

1．電力―自由市場は、以下で構成される。
・統合的なエネルギー事業：自由市場における電力事業並びに再生可能エネルギー及び火力による発電事業を含む。
・エネルＸ：顧客に提供する全てのサービスを含む。
・モビリティ：電気モビリティ・ソリューションのイノベーション、開発及び商業化活動を含む。

2．電力―規制市場とは、規制された発電業務（容量市場、重要な発電所、再生可能エネルギーに対して受領するインセンティブ等）及び規制市場におけるエネルギーの商業化をいう。

3．ガスには、天然ガスの小売及び卸売の商業化が含まれる。

4．取引及びサービスには、ポートフォリオの最適化及び発電調整サービスが含まれる。

これらは統合事業利益に含まれる事業であり、前述のとおり以下で構成される。

・火力発電及び取引
・エネル・グリーン・パワー
・エンドユーザー市場（小売、エネルＸ及びエネルＸ・ウェイを含む。）

前へ　次へ

以下の表は、スチュワードシップ取引の影響を除く、事業ライン別及び地域別の統合事業利益を示している。

(単位：百万ユーロ)

	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			エンドユーザー市場			合計		
	2023年	2022年	増減	**2023年**	2022年	増減	**2023年**	2022年	増減	**2023年**	2022年	増減
イタリア	2,718	2,735	(17)	555	(562)	1,117	4,039	531	3,508	7,312	2,704	4,608
イベリア半島	739	2,583	(1,844)	826	631	195	780	417	363	2,345	3,631	(1,286)
世界の他の地域	113	762	(649)	4,213	3,697	516	460	445	15	4,786	4,904	(118)
その他	24	14	10	(26)	13	(39)	(4)	309	(313)	(6)	336	(342)
スチュワードシップを含む統合事業利益	**3,594**	**6,094**	**(2,500)**	**5,568**	**3,779**	**1,789**	**5,275**	**1,702**	**3,573**	**14,437**	**11,575**	**2,862**
スチュワードシップ	-	-	-	511	(9)	520	-	285	(285)	511	276	235
合計	**3,594**	**6,094**	**(2,500)**	**5,057**	**3,788**	**1,269**	**5,275**	**1,417**	**3,858**	**13,926**	**11,299**	**2,627**

統合事業利益は、主に平均販売価格が非常に不安定であった前年に比べて上昇したため、特にイタリア及びスペインにおいて自由市場における売上利益が改善したことにより、2,627百万ユーロ増加した。この要因は、２期間の間の連結範囲の変更及び発電マージンの減少によって一部のみ相殺された。発電については、主にイタリア、チリ、コロンビア及びスペインにおける水力発電による再生可能エネルギーの増加（+14.5TWh）並びに取引活動における販売価格の差異が、従来の資源からの発電量の減少とイタリアにおけるクローバックに関連する規制措置の認識（357百万ユーロ）による影響を一部相殺した。

前へ　次へ

売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2023年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常売上総利益／（損失）	**3,594**	**5,568**	**7,851**	**5,275**	**(319)**	**21,969**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(349) (1)	181 (2)	(23)	-	-	(191)
特別連帯税	-	-	-	-	(208)	(208)
エネルギー移行及びデジタル化	(178)	(6)	(43)	(58)	(81)	(366)
減損損失	-	(60)	-	-	-	(60)
非継続事業からの通常利益／（損失）	-	(505)	(324)	(59)	(1)	(889)
売上総利益／（損失）	**3,067**	**5,178**	**7,461**	**5,158**	**(609)**	**20,255**

(1) 残高には、セントラル・ドック・スードの売却によるキャピタル・ロス194百万ユーロ、エネル・アルジェンティーナにおいて認識されたエネル・ジェネラシオン・コスタネラの売却による損失132百万ユーロ、エネル・ジェネラシオン・コスタネラに関連してエネル・エスピーエーが回収した債権の消去21百万ユーロ、エネル・アメリカスにより同じくエネル・ジェネラシオン・コスタネラから認識された債権の減損２百万ユーロが含まれる。

(2) 残高には、エル・チョコン発電所の売却による損失14百万ユーロ及びアルカディアの売却益195百万ユーロが含まれる。

（単位：百万ユーロ）

	2022年(1)					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常売上総利益／（損失）	**6,094**	**3,779**	**8,276**	**1,702**	**(168)**	**19,683**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(137)	-	839	-	-	702
エネルギー移行及びデジタル化	(212)	(51)	(23)	(3)	(8)	(297)
非継続事業からの通常利益／（損失）	(42)	(246)	38	105	8	(137)
COVID-19費用	(6)	(5)	(16)	(2)	(4)	(33)
売上総利益／（損失）	**5,697**	**3,477**	**9,114**	**1,802**	**(172)**	**19,918**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの数値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

2023年の**売上総利益**は20,255百万ユーロとなり、前年と比較して337百万ユーロ増加した。この変動は基本的に比較対象となる２年間の、非継続事業に帰属する影響を除いた通常売上総利益に関して言及された影響及び主に一部の投資の処分から派生する臨時効果を反映している。2023年については、後者はアルゼンチンの火力発電事業の売却（合計363百万ユーロの費用）及びチリの一部の再生可能エネルギー発電所の売却（195百万ユーロの利益）に起因するものであり、2022年については、チリのエネル・トランスミシオン・チリ並びにブラジルの火力発電会社であるCGTフォルタレザ及び配電会社であるセルグ・ティストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却に起因するものである。これらの売却により、エネル・トランスミシオン・チリは1,051百万ユーロの利益を、エネル・ゴイアスは208百万ユーロ及びCGTフォルタレザは135百万ユーロの費用を計上した。

通常営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
火力発電及び取引	2,812	5,253	(2,441)	-46.5%
エネル・グリーン・パワー	3,815	2,230	1,585	71.1%
エネル・グリッド	4,743	5,254	(511)	-9.7%
エンドユーザー市場(1)	3,241	(210)	3,451	-
ホールディング及びサービス(1)	(569)	(398)	(171)	-43.0%
合計	**14,042**	**12,129**	**1,913**	**15.8%**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの数値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

2023年の**通常営業利益**は、年度中に特にイタリア及びスペインでの販売の範囲内で認識された減価償却費及び償却費の増加並びに同じ地理的領域で前年と比較して認識された売掛金の減損損失の増加を考慮し、通常営業総利益について上記のとおり述べられた要因の結果として1,913百万ユーロ増加した。

営業利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2023年					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常営業利益／（損失）	**2,812**	**3,815**	**4,743**	**3,241**	**(569)**	**14,042**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(349) (1)	147 (2)	(23)	-	-	(225)
特別連帯税	-	-	-	-	(208)	(208)
エネルギー移行及びデジタル化	(192)	(6)	(43)	(58)	(81)	(380)
減損損失	(91)	(1,465)	-	(126)	-	(1,682)
非継続事業からの通常利益／（損失）	-	(449)	(251)	(15)	-	(715)
営業利益／（損失）	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**

(1) 残高には、セントラル・ドック・スードの売却による損失194百万ユーロ、エネル・アルジェンティーナにおいて認識されたエネル・ジェネラシオン・コスタネラの売却による損失132百万ユーロ、エネル・ジェネラシオン・コスタネラに関連してエネル・エスピーエーが回収した債権の消去21百万ユーロ、同じくエネル・ジェネラシオン・コスタネラからエネル・アメリカスにより認識された債権の減損２百万ユーロが含まれる。
(2) 残高には、エル・チョコン発電所の売却による損失14百万ユーロ、アルカディアの売却益195百万ユーロ及び北米の地熱発電所の減損損失34百万ユーロが含まれる。

（単位：百万ユーロ）

	2022年(1)					
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	合計
通常営業利益／（損失）	**5,253**	**2,230**	**5,254**	**(210)**	**(398)**	**12,129**
買収・合併による臨時利益／（損失）	(500)	-	12	-	-	(488)
エネルギー移行及びデジタル化	(287)	(51)	(23)	(3)	(8)	(372)
非継続事業からの通常利益／（損失）	(28)	(193)	120	134	9	42
COVID-19費用	(6)	(5)	(16)	(2)	(4)	(33)
その他の変動	(47)	(11)	(15)	(12)	-	(85)
営業利益／（損失）	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(93)**	**(401)**	**11,193**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの数値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

営業利益は、前年と比べて361百万ユーロ減少した。この変動は、上記のとおり述べられた売上総利益に関する要因を反映しており、その影響は2023年に認識された減価償却費、償却費及び減損の増加を相殺しても余りあるものであった。

年度中、純減損損失は1,736百万ユーロとなり、うち1,234百万ユーロは米国の多くの風力発電所及び太陽光発電所に関するものであった。これらの発電所は、簿価の回収可能性の検証を受けた。その主な理由は、マクロ経済環境の全般的な悪化及び経営陣による米国における一部のリストラ計画の開始と実施に伴い、一部の市場における発電費用の配分に関連する不利な経済状況が継続し、それが年度中に徐々に固定されたためであり、これらの資産の回収可能額に重要な影響を与えている。

その他の減損損失は、エネルX（57百万ユーロ）及びエネルX・ウェイ（69百万ユーロ）の資産に関して北米で認識された。

2023年は最終的に、IFRS第５号の規定に従い、売却目的保有の純資産に再分類することを条件として、コロンビアのウィンドペシ風力発電プロジェクトにおいて、171百万ユーロの減損損失が認識された。

主にブラジルのセルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）（827百万ユーロ）及びCGTフォルタレザ（73百万ユーロ）並びにアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ（174百万ユーロ）及びセントラル・ドック・スード（116百万ユーロ）に関連する処分に係る資産について、IFRS第５号に従い、2022年に減損損失は合計1,361百万ユーロが認識された。

非継続事業からの利益／（損失）

非継続事業は371百万ユーロの純損失を計上したが、これには「IFRS第５号―売却目的で保有する固定資産及び非継続事業」の要件に基づき分類されたロシア、ルーマニア及びギリシャの地理的領域を構成する会社の非継続事業に関連する2023年の純損益が含まれる。

(単位：百万ユーロ)

	2023年	ロシア	ギリシャ	ルーマニア	2022年(1)	ロシア(1)	ギリシャ	ルーマニア
収益合計	**2,535**	**-**	**122**	**2,413**	**3,543**	**290**	**125**	**3,128**
費用	2,126	-	75	2,051	3,585	243	70	3,272
減損損失	215	-	-	215	1,230	534	-	696
費用合計	**2,341**	**-**	**75**	**2,266**	**4,815**	**777**	**70**	**3,968**
営業利益／（損失）	**194**	**-**	**47**	**147**	**(1,272)**	**(487)**	**55**	**(840)**
金融収益／（損失）	(62)	-	(49)	(13)	(43)	(9)	(35)	1
持分法による投資収益／（損失）	58	58	-	-	83	64	19	-
非継続事業からの税控除前利益／（損失）	**190**	**58**	**(2)**	**134**	**(1,232)**	**(432)**	**39**	**(839)**
当期税金	67	-	8	59	(15)	8	2	(25)
繰延税金資産及び繰延税金負債	(38)	-	-	(38)	(37)	-	-	(37)
法人税	**29**	**-**	**8**	**21**	**(52)**	**8**	**2**	**(62)**
ロシア、ギリシャ及びルーマニアからの利益／（損失）	**161**	**58**	**(10)**	**113**	**(1,180)**	**(440)**	**37**	**(777)**
非継続事業の売却に係る利益／（損失）	(532)	(124)	262	(670)	(1,054)	(1,054)	-	-
非継続事業からの利益／（損失）	**(371)**	**(66)**	**252**	**(557)**	**(2,234)**	**(1,494)**	**37**	**(777)**

(1) 2022年の数値は、2023年12月に売却されたロシアの会社ルスエネルゴスビト・エルエルシーの「持分法による投資収益／（損失）」を「非継続事業」に分類するために調整された。

これらの会社の財務業績（純利益161百万ユーロ）に加え、この数値には、ルーマニアにおける保有資産の売却に関する費用670百万ユーロ及びロシアのルスエネルゴスビトの売却に関する費用124百万ユーロが含まれていることに留意すべきである。これらの影響は、2023年末に認識されたギリシャの資産の売却益（262百万ユーロ）によって一部相殺された。

2022年の数値には、これらの会社の財務業績（純損失1,180百万ユーロ）に加え、ロシアにおける1,054百万ユーロの投資回収における損失の影響が反映された。

グループ通常利益／（損失）

2023年の**グループ通常利益**は、前年の5,391百万ユーロと比べて1,117百万ユーロ増加（＋20.7%）して6,508百万ユーロとなった。

通常営業利益の増加及び通常利益の非支配持分の減少は、金利動向による純金融費用の増加を相殺しても余りあるものであった。実際の額は、税控除前利益の改善により税金も増加したが、主に米国、メキシコ及びペルーにおける繰延税金資産の簿価引下げ（180百万ユーロ）の結果により税率が上昇した。

グループ利益／（損失）

2023年の**グループ利益**は、前年比で1,756百万ユーロ増加して3,438百万ユーロとなった（2022年は1,682百万ユーロ）。以下の表は、グループ利益とグループ通常利益との調整を示しており、臨時項目と、関連する税効果及び非支配持分控除後の業績に対するそれらの個別の影響を示している。

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年
グループ通常利益	**6,508**	**5,391**
減損損失	(1,216)	-
非継続企業による臨時利益／（損失）	(959)	(1,992)
買収・合併による臨時利益／（損失）	(278)	(716)
エネルギー移行及びデジタル化	(259)	(189)
スロベンスケ・エレクトラーネにおける投資の売却に関連する資産の簿価引下げ	(209)	(18)
特別連帯税	(149)	(724)
その他の取引	-	(47)
COVID-19費用	-	(23)
グループ利益	**3,438**	**1,682**

「*カロ・ボレット*」並びにイタリア、スペイン及びルーマニアで導入された連帯税がグループ利益に及ぼす影響に留意されたい。2023年には合計149百万ユーロ、2022年には724百万ユーロであった。

創出した価値及びステークホルダーへ分配した価値

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
直接創出した経済価値	**96,159**	**140,821**	**(44,662)**	**-31.7%**
直接分配した経済価値				
営業費用	67,631	114,384	(46,753)	-40.9%
人件費及び給付	4,126	3,646	480	13.2%
資本提供者への支払（株主及び貸主）	8,890	7,691	1,199	15.6%
政府への支払(1)	6,221	5,103	1,118	21.9%
	86,868	**130,824**	**(43,956)**	**-33.6%**
留保された経済価値	**9,291**	**9,967**	**(706)**	**-7.1%**

(1) 2022年の数値は、より正確な情報に基づいて調整されている。この金額は、主に「税負担総額」を含んでおり、これは損益に認識された税金に対してエネル・グループ（2022年と2023年のギリシャ及びルーマニアの会社を含む。）が支払った総額である。税負担総額の詳細については、2023年サステナビリティレポート及び連結非財務書類を参照のこと。

エネルが直接創出し、分配した経済価値は、当グループがいかに全てのステークホルダーに利益をもたらしたかを示す参考指標となる。

直接創出された価値の減少は、主にガス及び電気におけるエネルギー商品の売却による収益の減少を反映しているが、これらは卸売市場及び小売市場における取引量の減少並びに平均価格の下落による収益の減額によるものである。

営業費用の減少は主に、取引量及び平均価格の減少による電力及びガス購入費の減少並びに輸送費及び二酸化炭素の排出権にかかる費用の低下によるものである。

主に金利の上昇に関連した支払利息を反映して、資本提供者への支払が主に増加した。また、配当金の支払も前年に比べて増加した。

当グループの財務状態及び財務構造の分析

純投下資本及び資金

(単位：百万ユーロ)

	2023年12月31日	2022年12月31日	増減	
純固定資産				
－有形固定資産及び無形固定資産	106,953	106,135	818	0.8%
－のれん	13,042	13,742	(700)	-5.1%
－持分法適用投資	1,650	1,281	369	28.8%
－その他の純固定資産／（負債）(1)	(3,363)	(4,778)	1,415	29.6%
純固定資産合計	**118,282**	**116,380**	**1,902**	**1.6%**
純運転資本				
－売掛金	17,773	16,605	1,168	7.0%
－棚卸資産	4,290	4,853	(563)	-11.6%
－機関市場事業者からの純売掛金	(4,317)	(1,083)	(3,234)	-
－その他の純流動資産／（負債）(1)	(9,907)	(10,959)	1,052	9.6%
－買掛金	(15,821)	(17,641)	1,820	10.3%
純運転資本合計	**(7,982)**	**(8,225)**	**243**	**3.0%**
総投下資本	**110,300**	**108,155**	**2,145**	**2.0%**
引当金				
－従業員給付	(2,320)	(2,202)	(118)	-5.4%
－リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金(2)	(6,311)	(5,999)	(312)	-5.2%
引当金合計	**(8,631)**	**(8,201)**	**(430)**	**-5.2%**
売却目的保有の純資産	3,603	2,789	814	29.2%
純投下資本	**105,272**	**102,743**	**2,529**	**2.5%**
株式合計(2)	**45,109**	**42,080**	**3,029**	**7.2%**
純金融負債(1)	**60,163**	**60,663**	**(500)**	**-0.8%**

(1) 当グループの純金融負債の推移の分析を容易にし、経年比較可能性を高めるため、経営陣は貸付金の為替リスクをヘッジするために使用される、キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値を除外する決定をした。これに伴い、数値の比較可能性を改善するため、2022年12月31日現在の純金融負債を再計算する必要があった。

(2) 2022年の数値は、2023年１月１日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号の改訂の影響を考慮して調整されている。詳細については、連結財務書類の注記８「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

*有形固定資産及び無形固定資産*は、主に当年度中の資本支出（11,919百万ユーロ）、金融費用の資産化（300百万ユーロ）、IFRS第16号による新たな使用権の有効化（684百万ユーロ）及びアルゼンチンにおける保有資産のハイパーインフレーションに関連する減損損失の影響（914百万ユーロ）により増加した。これらの影響は、主にペルーの配電資産及び発電資産に関連する特定の資産の売却目的保有資産への分類（4,293百万ユーロ）、当年度中に認識された減価償却費、償却費及び減損損失（7,825百万ユーロ）、並びにラテンアメリカに基本的には関連する為替相場動向の悪化の影響（1,226百万ユーロ）により部分的に相殺された。

*のれん*は、主に前述の一部のペルー企業の売却可能資産への分類（616百万ユーロ）並びに米国のエネルＸ及びエネルＸ・ウェイの資産において認識された減損（126百万ユーロ）の結果として減少した。これらの影響は、有利な為替相場動向（42百万ユーロ）により部分的に相殺されている。

*持分法適用投資*は、特に、ギリシャ及びオーストラリアのジョイント・ベンチャーの一部売却に伴う関連会社の支配力喪失による持分法による連結及びスロヴァク・パワー・ホールディングの減損損失により、増加した。これらの影響は、ルスエネルゴスビトの売却に由来する影響により部分的に相殺された。

純運転資本は、主に売掛金の増加及び買掛金の減少により、2022年12月31日と比べて243百万ユーロ増加した。これらの影響は、主に2023年のイタリアにおける再生可能エネルギー及びコジェネレーションの支援に関連する費用の段階的な回復並びにスペインにおける市場事業者へ支払われるその他の支払要素に起因する、機関電力市場事業者への支払債務の増加によって一部相殺された。

売却目的保有の純資産は、主に、ペルーにおける発電会社及び配電会社の売却目的保有純資産への分類により増加し、その純額は当年度中に投資回収された。総額及び関連する変動のより詳細な内訳については、連結財務書類の注記36を参照のこと。

純投下資本は、2023年12月31日時点で105,272百万ユーロ（2022年12月31日時点で102,743百万ユーロ）となり、親会社株主に帰属する資本及び非支配持分45,109百万ユーロ、並びに純金融負債60,163百万ユーロによりまかなわれた。純負債については、2023年12月31日時点での負債資本比率は、（2022年12月31日時点での1.44と比較して）1.33であった。

純金融負債

エネル・グループの純金融負債及び当年度中の変動は以下の表のとおりである。

（単位：百万ユーロ）

	2023年12月31日	2022年12月31日	増減	
長期負債				
－銀行借入	14,500	15,261	(761)	-5.0%
－社債	43,579	50,079	(6,500)	-13.0%
－その他の借入(1)	3,014	2,851	163	5.7%
長期負債	*61,093*	*68,191*	*(7,098)*	-10.4%
長期金融資産及び有価証券	(3,837)	(4,213)	376	8.9%
純長期負債	**57,256**	**63,978**	**(6,722)**	**-10.5%**
短期負債				
銀行借入				
－長期銀行借入の流動部分	1,992	890	1,102	-
－その他の短期銀行借入	393	1,320	(927)	-70.2%
短期銀行借入	*2,385*	*2,210*	*175*	7.9%
社債（流動部分）	6,763	1,612	5,151	-
その他の借入（流動部分）	331	333	(2)	-0.6%
コマーシャル・ペーパー	2,499	13,838	(11,339)	-81.9%
デリバティブに対する現金担保及びその他の資金調達	1,383	1,513	(130)	-8.6%
その他の短期金融借入(2)	495	1,721	(1,226)	-71.2%
その他の短期負債	*11,471*	*19,017*	*(7,546)*	-39.7%
長期貸出資産（短期部分）	(1,007)	(2,838)	1,831	64.5%
貸出資産－現金担保	(2,899)	(8,319)	5,420	65.2%
その他の短期金融資産	(161)	(2,266)	2,105	92.9%
現金及び現金同等物	(6,882)	(11,119)	4,237	38.1%
現金及び現金同等物並びに短期金融資産	*(10,949)*	*(24,542)*	*13,593*	55.4%
純短期負債	**2,907**	**(3,315)**	**6,222**	**-**
純金融負債(3)	**60,163**	**60,663**	**(500)**	**-0.8%**
「売却目的保有資産」の純金融負債	**888**	**892**	**(4)**	**-0.4%**

(1) 「その他の非流動金融負債」に含まれるその他の非流動金融借入を含む。
(2) 「その他の流動金融負債」に含まれる流動借入を含む。
(3) 当グループの純金融負債の推移の分析を容易にし、経年比較可能性を高めるため、経営陣は、貸付金の為替変動リスクをヘッジするために使用される、キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値及び公正価値ヘッジ・デリバティブを除外することを決定した。したがって、数値の比較可能性を高めるため、2022年12月31日時点の純金融負債を再計算する必要があった。

純金融負債は、2023年12月31日時点で60,163百万ユーロであり、2022年12月31日の60,663百万ユーロと比べて500百万ユーロ減少した。営業活動によるキャッシュ・フロー（14,620百万ユーロ）、当グループの投資回収計画に含まれる一部の投資の売却（総額2,083百万ユーロ、主にルーマニアの会社、ギリシャの会社の持株、チリ及びアルゼンチンの再生可能発電会社の売却に関連する。）、永久ハイブリッド劣後非転換社債の発行の影響（986百万ユーロ）並びにイタリアにおける投資支援のためのNRRP拠出金の認識及び売却可能資産に関連する純金融負債の変動（720百万ユーロ）は、投資活動に使用されたキャッシュ・フロー（12,714百万ユーロ）及び配当金の支払（5,317百万ユーロ、182百万ユーロのハイブリッド債保有者に支払われるクーポンを含む。）を大幅に相殺した。

総金融負債は2023年12月31日現在74,949百万ユーロとなり、前年より14,469百万ユーロ減少した。

総金融負債

(単位：百万ユーロ)

	2023年12月31日			2022年12月31日		
	総長期負債	総短期負債	総負債	総長期負債	総短期負債	総負債
総金融負債	70,179	4,770	74,949	71,026	18,392	89,418
－持続可能な資金調達	*45,147*	*2,663*	*47,810*	*42,561*	*13,977*	*56,538*
持続可能な資金調達／総負債合計（%）			64%			63%

より具体的には、**総長期金融負債**（短期部分を含む。）は70,179百万ユーロ（持続可能な資金調達45,147百万ユーロを含む。）となり、内訳は以下のとおりである。

・社債は50,342百万ユーロ（そのうち持続可能な社債に関しては30,822百万ユーロ）であり、2022年12月31日と比べて1,349百万ユーロ減少した。この変動は主に、1,250百万米ドルのエネル・エスピーエーのハイブリッド債（2023年12月31日時点で1,132百万ユーロに相当）を含む償還、為替差益及び連結範囲の変更によるもので、2023年２月にエネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した合計1,500百万ユーロのマルチトランシェ持続可能性連動債を含む新規発行により一部のみ相殺された。

・銀行借入は16,492百万ユーロ（そのうち持続可能な資金調達に関しては14,325百万ユーロ）である。これらの借入は、主に新規資金調達の利用に起因して前年と比べて341百万ユーロ増加したが、当期中の返済により僅かに部分的に相殺された。新規銀行借入の中で注目すべき点は以下のとおりである。

－2023年12月31日時点で使用されている、イーケーエフによりエネル・ファイナンス・アメリカに供与された370百万米ドル（2023年12月31日時点で335百万ユーロ相当）の持続可能性連動融資枠。

－欧州投資銀行により当グループの様々な企業に供与された持続可能な目標に関連する資金調達総額874百万ユーロ。

・その他の借入は3,345百万ユーロで、前年から161百万ユーロ増加した。

総短期金融負債は、2022年12月31日と比べて13,622百万ユーロ減少し、合計4,770百万ユーロとなった。その内訳は、全て持続可能な目標に関連するコマーシャル・ペーパー2,499百万ユーロ、現金担保1,383百万ユーロ、その他短期金融負債495百万ユーロ、その他短期銀行借入金393百万ユーロである。

現金及び現金同等物並びに短期金融資産及び長期金融資産は、2022年末と比べて13,969百万ユーロ減少し、合計14,786百万ユーロとなった。かかる減少は主に、現金担保金融債権の減少（5,420百万ユーロ）、現金及び現金同等物の減少（4,237百万ユーロ）並びに主にブラジルの配電会社セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却に伴うエクアトリアルからの2022年末返済期限の債権の返済による、その他短期金融債権の減少（2,105百万ユーロ）に起因する。

エネルにおける持続可能性連動債

エネルでは、サステナブル・ファイナンスは経済的及び財政的価値を生み出すための重要な手段であり、公的資金及び民間資金を調達し、その資金を持続可能な投資に振り分けることで、開発目標の達成を持続させることを可能にしている。持続可能性連動債の新規発行は、昨年において行われた全ての持続可能な資金調達と併せて、2023年末時点で当グループの総負債に対する持続可能な資金調達源の比率を64%に達成することを可能にし、2026年には約70%に達することを目標としている。

持続可能性に連動した資金調達フレームワーク

2020年において、エネルは、持続可能性に連動したアプローチを全ての金融負債商品に拡大する文書である、「持続可能性に連動した資金調達フレームワーク」により指定された持続可能性目標の一つ以上の達成に、資金調達コストをリンクさせるメカニズムを、資金調達契約に含めた世界初の会社となった。持続可能性に連動した資金調達フレームワークは、当グループの戦略計画に定められた目標に沿って毎年更新されている。

2024年１月に公表された最新版では、SGD７（「クリーンで利用しやすいエネルギー」）、SGD13（「気候変動対策」）及び気候変動緩和のEU環境目標の達成に貢献するフレームワークに含まれる、５つの重要な主要パフォーマンス指標（KPI）の持続可能性パフォーマンス目標（SPT）が更新された。

１）発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）
２）統合電力に関連するスコープ１及びスコープ３の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）
３）ガス小売に関連するスコープ３の温室効果ガスの絶対排出量（MtCO2eq）
４）再生可能エネルギー設備容量の割合（%）
５）EUタクソノミーに沿った資本支出の割合（%）

主要パフォーマンス指標	実際	持続可能性パフォーマンス目標（SPT）					
	2023年	2023年	2024年	2025年	2026年	2030年	2040年
発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	160	148	140	130	125	72	0
統合電力に関連するスコープ１及びスコープ３の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）	168			135	135	73	0
ガス小売に関連するスコープ３の温室効果ガスの絶対排出量（MtCO2eq）	16.8			20.9	20.0	11.4	0
再生可能エネルギー設備容量の割合(%)	68.2	65	69	73	74	80	100
EUタクソノミーに沿った資本支出の割合(%)	84.8			>80 (2023-2025)(1)	>80 (2024-2026)(2)		

(1) 2023年から2025年を累積観測期間とするSPT。
(2) 2024年から2026年を累積観測期間とするSPT。

表に示されているKPIの推移は定期的に外部監査によって検証され、統合年次報告書及びサステナビリティレポートにおいて公表されている。

世界的に、温室効果ガス（GHG）排出量は2023年に増加し続けた。これは主に、景気回復及び化石燃料消費のさらなる増加の結果であり、エネルギー危機並びに天然ガス及び液化天然ガスの価格高騰が、安価だが汚染性の高い燃料である石炭の利用拡大を活気づけた。

それにもかかわらず当グループは、バリューチェーン全体で直接的及び間接的な温室効果ガス排出量を、前年と比べて26.3%削減することができた。さらに当グループは、発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度を2022年の229gCO2eq/kWhから30.6%超削減し、2023年には160gCO2eq/kWhとなった。この削減は、発電構成を再生可能エネルギーに変更し、脱炭素化を推進する当グループの戦略の結果として、2022年と比べて連結再生可能エネルギー発電量が12.9%増加し、連結火力発電量が37.5%減少したことを反映した。

しかしながら、ウクライナ戦争及びそれに伴うロシアからEUへのガス輸入制限により、ガスの供給が減少し、それに伴って卸売電力及びガスの価格が高騰し、家庭や企業に深刻な影響を及ぼしたため、EU各国政府は、コスト上昇の影響を緩和し、エネルギーシステムの安定性を確保するための一連の政策対応を実施することになった。

特にイタリア政府は、ガス以外の燃料を使った火力発電を最大化する措置を含む、天然ガス消費を含む国家計画で対応した。これは法令第14/2022号により実施され、2023年９月末まで、全国の送電事業者（TSO）に石炭火力発電所の電力生産を最大化するプログラムを策定するよう求めた。その結果、TSOはエネルの石炭火力発電所を必要不可欠なものとして認定し、かかる生産を最大化するよう求めた。

スペインでは、エネルのエンデサ子会社が2019年12月に2021年６月の閉鎖を要請したアス・ポンテス石炭火力発電所の政府認可が、送電事業者により当該発電所が必要不可欠であると認定されたため、2023年末に延期された。

2022年及び2023年に欧州のエネルギーシステムが直面した前例のない危機のため、当グループの2023年の排出削減量は、2020年11月に開催された2021年-2023年の戦略計画発表のためのキャピタル・マーケット・デイの際に公表された、発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度の2023年目標を達成するには十分ではなかった。エネルギー危機の結果、強度は目標の148gCO2eq/kWhをわずかに上回った。これらの要因がなければ、エネルは目標値である148gCO2eq/kWhを大幅に下回る排出量の強度レベルに達することができたと予想される。

その結果、2023年の発電のスコープ１排出量の強度の目標を148gCO2eq/kWhに設定した当グループの持続可能性連動債は、相対的なステップアップの引き上げ対象となり、エネルは持続可能性連動取引の法的文書の条件にしたがって義務を遵守する。

このような前例のない状況にもかかわらず、当グループの2023年における排出量の強度は、1.5℃経路に沿ったままであった。SBTiイニシアティブが想定するセクターの脱炭素化アプローチでは、2023年の最大閾値が246gCO2eq/kWhに設定されており、これはエネルの実際の数値を大きく上回るものであった。

最終的に、エネルの脱炭素化へのコミットメントは、短期、中期及び長期のいずれにおいても引き続き確認されており、2024年-2026年の新たな戦略計画で想定されている通り、2026年の新たな短期目標である125gCO2eq/kWhを設定している。この新たな目標は、2024年１月に更新された持続可能性に連動した資金調達フレームワークに盛り込まれ、2024年の持続可能性連動債の初回発行に関係するものであり、エネルギー移行に対するエネルのコミットメントを確認し、当グループの開発戦略の環境及び財務の持続可能性に貢献する。さらに、発電に関するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度を2017年の基準と比べて80%削減するという2030年目標及びいかなる種類の相殺や炭素除去メカニズムに頼ることなく、これらの排出量を100%削減するという2040年最終目標にも引き続き取り組んでいる。

2023年、当グループは金融子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ（EFI）を通じて、２月に欧州市場で1,500百万ユーロの債券を発行した。この債券は、８年債のトランシェにおいて、EUタクソノミーに連動したKPIと国際連合のSDGsに連動したKPIを組み合わせたものである。他方、２つ目の20年債のトランシェは、温室効果ガスの直接及び間接排出量削減を通じて、当グループが完全脱炭素化に焦点を当てた２つのKPIに連動していた。

2023年11月、エネル・エスピーエーはSDG13に連動した1,500百万ユーロ相当の３年債の持続可能性連動リボルビング・クレジット・ファシリティを取得した。

2023年３月、エネル・ファイナンス・インターナショナルは8,000百万ユーロのコマーシャル・ペーパー・プログラムを更新し、KPIの「発電に関連するスコープ１の温室効果ガス排出量の強度（gCO2eq/kWh）」及びKPIの「EUタクソノミーに沿った資本支出の割合（%）」に関連付けた。

復興計画におけるエネルの役割

エネルは、復興計画における戦略的パートナーとして、国家レベルの個々の復興・レジリエンス計画の使命に沿ったプロジェクトの実施を通じて、持続可能で迅速かつ効果的な成長を推進することを目的として活動している。これに関して、2023年には、総額3,500百万ユーロのイタリアにおけるスマートグリッド及び強靭化プロジェクトに関する政令が調印された。エネル・グループは、復興に加えてカターニア・ギガファクトリーの助成金契約が締結されたイノベーション基金、グリーン水素の開発プロジェクトが提示された欧州共通利益重要プロジェクト（IPCEI）、電気充電インフラの開発のためのコネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ（CEF）等、欧州水準で提供されるその他の機会にもプロジェクトの提案を提出した。

国際開発金融

当グループは持続可能性に連動した金融商品の利用を通じて、持続可能な成長を支えるための資本の動員を加速することを目的としたイノベーション・プロセスを主導している。

具体的には、2023年に当グループは、SDG13に関連する持続可能性連動メカニズムを含む総額1,800百万ユーロのインセンティブ付き融資を受けた。主な業務には、エネル・ファイナンス・アメリカとEKF（デンマークの輸出信用機関）による合計800百万米ドルの持続可能性に連動した資金調達があり、これはEKFにとって初となる持続可能性に連動した資金調達である。

キャッシュ・フロー

詳細については、連結財務書類の注記46を参照のこと。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年(1)	増減	
火力発電及び取引	761	990	(229)	-23.1%
エネル・グリーン・パワー	5,345	6,386	(1,041)	-16.3%
エネル・グリッド	5,280	5,547	(267)	-4.8%
エンドユーザー市場	1,138	1,205	(67)	-5.6%
ホールディング及びサービス	190	219	(29)	-13.2%
合計(2)	**12,714**	**14,347**	**(1,633)**	**-11.4%**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの数値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。
(2) この数値は、売却目的保有として分類されたユニットに関する849百万ユーロ（2022年は156百万ユーロ）を含まない。

資本支出は、前年より1,633百万ユーロ減少した。

二酸化炭素排出削減に関するパリ協定に沿って、当グループの投資は、特に再生可能エネルギー及び送電網に焦点を当てていた。

特に再生可能エネルギーに関して、かかる変動は主に、イタリア（824百万ユーロ）、コロンビア（15百万ユーロ）での増加によるものであり、これは米国（1,197百万ユーロ）、チリ（236百万ユーロ）、ペルー（196百万ユーロ）、カナダ（181百万ユーロ）及びスペイン（51百万ユーロ）における資本支出の減少によって相殺しても余りあるものであった。

効率性及び回復力があるデジタル・ネットワークを通じて信頼性及びサービス品質を確保することを目的とした送電網への資本支出は、イタリア（370百万ユーロ）、スペイン（25百万ユーロ）及びコロンビア（18百万ユーロ）において増加したが、ブラジル（335百万ユーロ）、ルーマニア（140百万ユーロ）、ペルー（111百万ユーロ）、アルゼンチン（60百万ユーロ）及びチリ（26百万ユーロ）において減少した。

エンドユーザー市場事業ラインにおける資本支出は、67百万ユーロ減少した。より具体的には、リテール部門の減少はイタリア（81百万ユーロ）、スペイン（18百万ユーロ）、ルーマニアによるものであり、基本的には業務上の顧客管理プロセスのデジタル化によるものであった。

エンドユーザー市場のうち、モビリティ関連では、資本支出は主にブラジルで30百万ユーロ減少したが、イタリアでの資本支出の増加により部分的に相殺された。

エネルXのエンドユーザー市場事業ラインのうち、資本支出は主にイタリアにおけるeシティ及び送電エネルギー事業において、またブラジルにおけるeシティ事業において増加した。

火力発電及び取引における資本支出は、特にラテンアメリア及びイタリアで、229百万ユーロ減少した。

第１セグメント（事業ライン）及び第２セグメント（地理的領域）別の業績

本書に記載された事業ライン別の業績の表示は、上述のとおり採用している運用モデルを考慮し、２期間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業セグメントの開示に関して、事業分野別の業績に関する経営報告のとおり、当グループは、それゆえに以下の報告部門を採用した。

・第１セグメント：事業ライン
・第２セグメント：地理的領域

事業ラインは、それゆえ、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は各事業ラインに関して最優先で測定及び評価されて、その後に地理的領域別に分類されるため、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。

この点に関して、2023年に開始した組織の簡素化プロセスにより、事業ライン及び地理的領域の再編が行われ、結果、経営陣が監視し、投資家に対して当グループの業績を表示するために用いられる手法に基づいたセグメントの業績を表示するために、開示対象となるセグメントを再定義する必要が生じたことに留意されたい。

特に、第１セグメント（事業ライン）別の数値の表示において
・2022年12月31日に終了した年度において個別に表示されていたエネルXの数値は、現在エンドユーザー市場の下で報告されている。
・2022年12月31日に終了した年度において「ホールディング、サービス及びその他」で表示されていたエネルX・ウェイの数値は、現在エンドユーザー市場の下で報告されている。

第２セグメント（地理的領域）別の数値の表示では、ラテンアメリカ、欧州、北米、アフリカ、アジア及びオセアニアの数値は「世界の他の地域」に統合されている。

当社の組織は、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、エネル・グリッド、エンドユーザー市場、エネルX、ホールディングス及びサービス）並びに地理的領域（イタリア、イベリア半島、世界の他の地域及び中央／ホールディング）を引き続き基盤としている。

これらの変更に伴い、前年の数値は比較の目的においてのみ調整された。

2023年及び2022年の第１セグメント（事業ライン）別の業績

2023年の業績(1)

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他収入	20,152	8,459	17,206	49,748	-	95,565	-	95,565
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	20,038	3,161	3,053	2,371	2,045	30,668	(30,668)	-
収益合計	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**
コモディティ契約から生じた純損益	(1,983)	(65)	-	(923)	5	(2,966)	-	(2,966)
売上総利益／（損失）	**3,067**	**5,178**	**7,461**	**5,158**	**(609)**	**20,255**	**-**	**20,255**
減価償却費、償却費及び減損損失	887	3,136	3,035	2,116	249	9,423	-	9,423
営業利益／（損失）	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**	**-**	**10,832**
資本支出	**761(2)**	**5,345(3)**	**5,280(4)**	**1,138(5)**	**190(6)**	**12,714**	**-**	**12,714**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方を含んでいる。
(2)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された14百万ユーロを含まない。
(3)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された565百万ユーロを含まない。
(4)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された233百万ユーロを含まない。
(5)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された34百万ユーロを含まない。
(6)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された３百万ユーロを含まない。

2022年の業績(1)

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッド	エンドユーザー市場	ホールディング及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他収入	53,239	6,669	19,806	60,785	18	140,517	-	140,517
他のセグメントとの取引による収益及びその他収入	23,096	2,498	3,226	3,565	2,032	34,417	(34,417)	-
収益合計	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**64,350**	**2,050**	**174,934**	**(34,417)**	**140,517**
コモディティ契約から生じた純損益	551	183	-	1,595	(5)	2,324	41	2,365
売上総利益／（損失）	**5,697**	**3,477**	**9,114**	**1,802**	**(180)**	**19,910**	**8**	**19,918**
減価償却費、償却費及び減損損失	1,312	1,507	3,782	1,895	229	8,725	-	8,725
営業利益／（損失）	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(93)**	**(409)**	**11,185**	**8**	**11,193**
資本支出	**990(2)**	**6,386(3)**	**5,547(4)**	**1,205(5)**	**219**	**14,347**	**-**	**14,347**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方を含んでいる。
(2)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された２百万ユーロを含まない。
(3)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された42百万ユーロを含まない。
(4)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された110百万ユーロを含まない。
(5)この数値は、「売却可能」又は「非継続事業」として分類された２百万ユーロを含まない。

前へ　　次へ

上記に加えて、当グループは、地域／国に業績を分類し、地理的領域別の業績も監視する。以下の表では、区分／事業ライン別だけでなく地理的領域別での業績の見通しを示すことを目的として、検討対象の２期間について通常売上総利益が示されている。

なお、通常売上総利益は、臨時項目を除いている。売上総利益との調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

通常売上総利益(1)

(単位：百万ユーロ)	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			エネル・グリッド			エンドユーザー市場			ホールディング及びサービス			合計		
	2023	2022	増減	**2023**	2022	増減	**2023**	2022	増減	**2023**	2022	増減	**2023**	2022	増減	**2023**	2022	増減
イタリア	**2,718**	**2,735**	**(17)**	**555**	**(562)**	**1,117**	**3,589**	**3,707**	**(118)**	**4,039**	**531**	**3,508**	**56**	**89**	**(33)**	**10,957**	**6,500**	**4,457**
イベリア半島	**739**	**2,583**	**(1,844)**	**826**	**631**	**195**	**1,668**	**1,621**	**47**	**780**	**417**	**363**	**39**	**(5)**	**44**	**4,052**	**5,247**	**(1,195)**
世界の他の地域	**113**	**762**	**(649)**	**4,213**	**3,697**	**516**	**2,598**	**2,384**	**214**	**460**	**445**	**15**	**(132)**	**(119)**	**(13)**	**7,252**	**7,169**	**83**
ラテンアメリカ	**166**	**737**	**(571)**	**2,623**	**2,372**	**251**	**2,284**	**2,445**	**(161)**	**424**	**560**	**(136)**	**(132)**	**(117)**	**(15)**	**5,365**	**5,997**	**(632)**
アルゼンチン	*5*	*76*	*(71)*	*19*	*21*	*(2)*	*(54)*	*88*	*(142)*	*5*	*35*	*(30)*	*(5)*	*(3)*	*(2)*	*(30)*	*217*	*(247)*
ブラジル	*(16)*	*81*	*(97)*	*549*	*506*	*43*	*1,496*	*1,489*	*7*	*220*	*237*	*(17)*	*(37)*	*(23)*	*(14)*	*2,212*	*2,290*	*(78)*
チリ	*50*	*399*	*(349)*	*983*	*798*	*185*	*102*	*168*	*(66)*	*75*	*83*	*(8)*	*(89)*	*(91)*	*2*	*1,121*	*1,357*	*(236)*
コロンビア	*(23)*	*29*	*(52)*	*743*	*674*	*69*	*517*	*487*	*30*	*79*	*151*	*(72)*	*-*	*-*	*-*	*1,316*	*1,341*	*(25)*
ペルー	*153*	*154*	*(1)*	*224*	*203*	*21*	*223*	*213*	*10*	*45*	*54*	*(9)*	*(1)*	*-*	*(1)*	*644*	*624*	*20*
パナマ	*(1)*	*(2)*	*1*	*70*	*102*	*(32)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*69*	*100*	*(31)*
その他の国	*(2)*	*-*	*(2)*	*35*	*68*	*(33)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*33*	*68*	*(35)*
ヨーロッパ	**4**	**45**	**(41)**	**659**	**244**	**415**	**314**	**(61)**	**375**	**50**	**(81)**	**131**	**2**	**-**	**2**	**1,029**	**147**	**882**
ルーマニア	*4*	*(8)*	*12*	*156*	*140*	*16*	*314*	*(61)*	*375*	*54*	*(110)*	*164*	*2*	*-*	*2*	*530*	*(39)*	*569*
ロシア	*-*	*53*	*(53)*	*-*	*18*	*(18)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*72*	*(72)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*503*	*86*	*417*	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*28*	*(32)*	*-*	*-*	*-*	*499*	*114*	*385*
北米	**(57)**	**(20)**	**(37)**	**789**	**988**	**(199)**	**-**	**-**	**-**	**(11)**	**(24)**	**13**	**(2)**	**(2)**	**-**	**719**	**942**	**(223)**
アメリカ及びカナダ	*(60)*	*(19)*	*(41)*	*749*	*907*	*(158)*	*-*	*-*	*-*	*(15)*	*(28)*	*13*	*(2)*	*(2)*	*-*	*672*	*858*	*(186)*
メキシコ	*3*	*(1)*	*4*	*40*	*81*	*(41)*	*-*	*-*	*-*	*4*	*4*	*-*	*-*	*-*	*-*	*47*	*84*	*(37)*
アフリカ、アジア及びオセアニア	**-**	**-**	**-**	**142**	**93**	**49**	**-**	**-**	**-**	**(3)**	**(10)**	**7**	**-**	**-**	**-**	**139**	**83**	**56**
南アフリカ	*-*	*-*	*-*	*31*	*73*	*(42)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*31*	*73*	*(42)*
インド	*-*	*-*	*-*	*6*	*17*	*(11)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*6*	*17*	*(11)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*105*	*3*	*102*	*-*	*-*	*-*	*(3)*	*(10)*	*7*	*-*	*-*	*-*	*102*	*(7)*	*109*
その他	**24**	**14**	**10**	**(26)**	**13**	**(39)**	**(4)**	**564**	**(568)**	**(4)**	**309**	**(313)**	**(282)**	**(133)**	**(149)**	**(292)**	**767**	**(1,059)**
合計	**3,594**	**6,094**	**(2,500)**	**5,568**	**3,779**	**1,789**	**7,851**	**8,276**	**(425)**	**5,275**	**1,702**	**3,573**	**(319)**	**(168)**	**(151)**	**21,969**	**19,683**	**2,286**

(1) 通常売上総利益は、臨時項目を含まない。売上総利益との調整については、「当グループの業績」を参照のこと。

前へ　　次へ

火力発電及び取引

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2023年	2022年	**増減**	
石炭火力発電	10,755	19,722	(8,967)	-45.5%
燃料油及びターボガス発電	8,021	14,652	(6,631)	-45.3%
複合サイクル発電	36,705	54,436	(17,731)	-32.6%
原子力発電	24,865	26,508	(1,643)	-6.2%
純発電量合計	**80,346**	**115,318**	**(34,972)**	**-30.3%**
－イタリア	*20,503*	*30,149*	*(9,646)*	*-32.0%*
－イベリア半島	*46,052*	*52,674*	*(6,622)*	*-12.6%*
－世界の他の地域	*13,791*	*32,495*	*(18,704)*	*-57.6%*
－ラテンアメリカ	*13,791*	*22,439*	*(8,648)*	*-38.5%*
－ヨーロッパ	-	*10,056*	*(10,056)*	-

2023年、火力発電は、2022年と比較して34,972百万kWh減少したが、これは水の利用可能量が増加し、特にイタリア及びイベリア半島における電力需要が減少したためである。

燃料油及びターボガス発電並びに複合サイクル発電による発電量の減少（それぞれ6,631百万kWh及び17,731百万kWh）は主に、ロシアのピージェイエスシー・エネル・ロシア（10,056百万kWh）及びアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ（3,989百万kWh）並びにセントラル・ドック・スード（2,553百万kWh）の全持分の売却によるものである。

石炭火力発電による発電量が8,967百万kWh減少したのは、主にイタリアに起因するもので、2022年及び2023年第１四半期まで、ガス消費量を削減するためにイタリア政府が導入した予防措置の適用のためにこの技術に頼っていたためである。

純有効発電設備容量

(単位：MW)

	2023年	2022年	**増減**	
石炭火力発電	4,627	6,590	(1,963)	-29.8%
燃料油及びターボガス発電	5,942	7,204	(1,262)	-17.5%
複合サイクル発電	11,983	13,895	(1,912)	-13.8%
原子力発電	3,328	3,328	-	-
合計	**25,880**	**31,017**	**(5,137)**	**-16.6%**
－イタリア	*11,145*	*11,569*	*(424)*	*-3.7%*
－イベリア半島	*11,347*	*12,751*	*(1,404)*	*-11.0%*
－世界の他の地域	*3,388*	*6,697*	*(3,309)*	*-49.4%*
－ラテンアメリカ	*3,388*	*6,697*	*(3,309)*	*-49.4%*
－ヨーロッパ	-	-	-	-

2023年12月31日時点の火力発電所の純有効発電容量は25,880MWであり、これは2022年と比較して5,137MWの減少であった。かかる減少は主に、アルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ及びセントラル・ドック・スード発電所の売却、イベリア半島（アス・ポンテス）の石炭発電所の廃止、及びイタリア（フシナ）の石炭発電所２基の廃止に起因する。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2023年		2022年		増減	
収益	40,190		76,335		(36,145)	-47.4%
売上総利益／（損失）	3,067		5,697		(2,630)	-46.2%
通常売上総利益／（損失）	3,594		6,094		(2,500)	-41.0%
営業利益／（損失）	2,180		4,385		(2,205)	-50.3%
通常営業利益／（損失）	2,812		5,253		(2,441)	-46.5%
資本支出	761	(1)	990	(2)	(229)	-23.1%

(1)この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する14百万ユーロを含まない。
(2)この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

以下の表は、従来型の火力及び原子力発電による火力発電及び取引による収益の内訳を示している。

火力及び原子力発電による収益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年
収益		
火力収益	14,054	24,155
－石炭火力発電	*2,885*	*6,500*
原子力収益	1,463	1,570
合計に対する火力収益の割合	14.7%	17.2%
－合計に対する石炭火力収益の割合	*3.0%*	*4.6%*
合計に対する原子力収益の割合	1.5%	1.1%

(1) 分析された収益はセグメント収益を対象とし、これには第三者との取引による収益及び各セグメントの他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。

以下の表は、2023年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**26,178**	**55,389**	**(29,211)**	**-52.7%**
イベリア半島	**11,348**	**17,488**	**(6,140)**	**-35.1%**
世界の他の地域	**2,809**	**4,090**	**(1,281)**	**-31.3%**
ラテンアメリカ	2,548	3,858	(1,310)	-34.0%
－アルゼンチン	*7*	*145*	*(138)*	*-95.2%*
－ブラジル	*656*	*959*	*(303)*	*-31.6%*
－チリ	*1,335*	*2,268*	*(933)*	*-41.1%*
－コロンビア	*317*	*218*	*99*	*45.4%*
－ペルー	*233*	*268*	*(35)*	*-13.1%*
－その他の国	-	-	-	-
北米	261	218	43	19.7%
ヨーロッパ	-	14	(14)	-
その他	**82**	**106**	**(24)**	**-22.6%**
部門間消去及び調整	**(227)**	**(738)**	**511**	**69.2%**
合計	**40,190**	**76,335**	**(36,145)**	**-47.4%**

2023年の**収益**は40,190百万ユーロであり、2022年から36,145百万ユーロの減少であった。この減少は、主に火力発電の減少に起因するもので、その一因は再生可能発電、特に水力発電の増加や、特に卸売販売に適用される平均価格が前年度より低下したことによる。

通常売上総利益／（損失）

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**2,718**	**2,735**	**(17)**	**-0.6%**
イベリア半島	**739**	**2,583**	**(1,844)**	**-71.4%**
世界の他の地域	**113**	**762**	**(649)**	**-85.2%**
ラテンアメリカ	168	737	(569)	-77.2%
－アルゼンチン	*5*	*76*	*(71)*	*-93.4%*
－ブラジル	*(16)*	*81*	*(97)*	-
－チリ	*50*	*399*	*(349)*	*-87.5%*
－コロンビア	*(23)*	*29*	*(52)*	-
－ペルー	*153*	*154*	*(1)*	*-0.6%*
－その他の国	*(1)*	*(2)*	*1*	*50.0%*
北米	(57)	(20)	(37)	-
ヨーロッパ	4	45	(41)	-91.1%
その他	**24**	**14**	**10**	**71.4%**
合計	**3,594**	**6,094**	**(2,500)**	**-41.0%**

通常売上総利益の2,500百万ユーロの減少は、主に火力発電の減少、2023年に適用された平均価格が2022年と比べて低下したこと、及びエンデサの長期ガス供給契約の価格改定に関する仲裁裁定に伴う515百万ユーロの費用計上に起因する。

この減少はまた、2022年のブラジルのフォルタレザCGT発電所、2023年のアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ及びセントラル・ドック・スードの売却に伴う連結範囲の変更も反映している。

売上総利益は3,067百万ユーロを計上し、2022年の5,697百万ユーロより2,630百万ユーロ減少した。

平均価格の低下による発電量の減少、及び前述のスペインにおける仲裁裁定に伴う515百万ユーロの計上に加え、前年度からの変動は、前述のアルゼンチン及びブラジルにおける売却（158百万ユーロの減少）に伴う連結範囲の変更も反映している。

最後に、比較対象となった２会計年度において、経常外項目が全体として172百万ユーロの費用の増加につながったことに留意するべきである。具体的には、アルゼンチンの火力発電会社の2023年の売却に関連する費用（349百万ユーロ）並びに主にイタリアの石炭火力発電所で使用される燃料やその他の材料の在庫の価値調整に関連するエネルギー移行及びデジタル化に関連する費用（178百万ユーロ）である。

2022年の主な経常外項目には、ブラジルのフォルタレザCGT発電所の売却に関連する費用（137百万ユーロ）、チリのボカミナⅡ発電所の廃止（56百万ユーロ）、及び特定の発電所の転換に関連する費用に対してエネル・プロデュツィオーネが認めた引当金（142百万ユーロ）が含まれる。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**2,562**	**2,591**	**(29)**	**-1.1%**
イベリア半島	**217**	**2,068**	**(1,851)**	**-89.5%**
世界の他の地域	**10**	**582**	**(572)**	**-98.3%**
ラテンアメリカ	76	571	(495)	-86.7%
－アルゼンチン	*3*	*4*	*(1)*	*-25.0%*
－ブラジル	*(16)*	*75*	*(91)*	-
－チリ	*16*	*361*	*(345)*	*-95.6%*
－コロンビア	*(40)*	*12*	*(52)*	-
－ペルー	*122*	*122*	-	-
－その他の国	*(9)*	*(3)*	*(6)*	-
北米	(70)	(20)	(50)	-
ヨーロッパ	4	31	(27)	-87.1%
その他	**23**	**12**	**11**	**91.7%**
合計	**2,812**	**5,253**	**(2,441)**	**-46.5%**

通常営業利益の減少は、主に通常売上総利益に関連して述べた要因を反映しており、減価償却費、償却費及び減損損失（合計59百万ユーロ）の前年度に比べた減少が関係している。

2023年における**営業利益**は2,180百万ユーロを計上し（2022年は4,385百万ユーロ）、売上総利益に関する上述した要因並びに減価償却費、償却費及び減損損失が前年度と比べて減少したことを考慮すると、2,205百万ユーロの減少となった。より具体的には、2022年度にはラテンアメリカ及びスペインにおける合計474百万ユーロの減損損失が含まれており、2023年度にはスペインにおける特定のプロジェクトに関する91百万ユーロの減損損失が含まれていた。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2023年		2022年		増減	
イタリア	**394**		**408**		**(14)**	**-3.4%**
イベリア半島	**306**		**272**		**34**	**12.5%**
世界の他の地域	**61**		**310**		**(249)**	**-80.3%**
ラテンアメリカ	57		289		(232)	-80.3%
北米	4		7		(3)	-42.9%
ヨーロッパ	-		14		(14)	-
合計	**761**	**(1)**	**990**	**(2)**	**(229)**	**-23.1%**

(1) この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する14百万ユーロを含まない。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

資本支出における229百万ユーロの減少は、アルゼンチンの前述の資産の売却に伴う連結範囲の変更に起因する。

エネル・グリーン・パワー

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2023年	2022年	増減	
水力発電	60,991	51,728	9,263	17.9%
地熱発電	6,001	6,117	(116)	-1.9%
風力発電	45,339	43,255	2,084	4.8%
太陽光発電	14,613	11,306	3,307	29.2%
その他の資源	42	43	(1)	-2.3%
純発電量合計	**126,986**	**112,449**	**14,537**	**12.9%**
－イタリア	*22,098*	*18,311*	*3,787*	*20.7%*
－イベリア半島	*14,212*	*12,041*	*2,171*	*18.0%*
－世界の他の地域	*90,676*	*82,097*	*8,579*	*10.4%*
－ラテンアメリカ	*60,960*	*53,154*	*7,806*	*14.7%*
－ヨーロッパ	*2,151*	*2,458*	*(307)*	*-12.5%*
－北米	*25,611*	*23,385*	*2,226*	*9.5%*
－アフリカ、アジア及びオセアニア	*1,954*	*3,100*	*(1,146)*	*-37.0%*

2023年の純電力発電量は、水力発電、風力発電及び太陽光発電の増加により、2022年と比べ増加した。

水力発電は、イタリア（+3,686百万kWh）、チリ（+2,440百万kWh）、コロンビア（+1,630百万kWh）、アルゼンチン（+1,200百万kWh）及びスペイン（+606百万kWh）における水の利用可能量の増加により急増したが、パナマ（-153百万kWh）及びグアテマラ（-99百万kWh）における発電量の減少により一部相殺された。

太陽光発電は、主にチリ（+1,386百万kWh）、米国（+1,047百万kWh）及びスペイン（+882百万kWh）で増加がみられた。

風力発電の最も大きな変化は、ブラジル（+1,052百万kWh）、米国（+1,074百万kWh）、スペイン（+683百万kWh）、及びカナダ（+371百万kWh）でみられたが、特定の企業の非連結化による南アフリカにおける発電量の減少（-529百万kWh）、インド（-208百万kWh）及びペルー（-136百万kWh）での減少により部分的に相殺された。

純有効発電設備容量

(単位：MW)

	2023年	2022年	増減	
水力発電	28,340	28,355	(15)	-0.1%
地熱発電	931	931	-	-
風力発電	15,853	15,735	118	0.7%
太陽光発電	10,407	8,534	1,873	21.9%
その他の資源	6	6	-	-
純有効発電設備容量合計	**55,537**	**53,561**	**1,976**	**3.7%**
－イタリア	*14,885*	*14,683*	*202*	*1.4%*
－イベリア半島	*9,899*	*9,293*	*606*	*6.5%*
－世界の他の地域	*30,753*	*29,585*	*1,168*	*3.9%*
－ラテンアメリカ	*19,684*	*17,827*	*1,857*	*10.4%*
－ヨーロッパ	*4*	*1,020*	*(1,016)*	-
－北米	*10,335*	*9,532*	*803*	*8.4%*
－アフリカ、アジア及びオセアニア	*729*	*1,206*	*(477)*	*-39.6%*

純有効発電設備容量の1.98GWの増加は、主にラテンアメリカ（+2.3GW）、北米（+0.8GW）及びスペイン（+0.6GW）における追加的再生可能発電容量（+4.03GW）の影響を受けたが、ルーマニア、ギリシャ、オーストラリア、チリ及びインドでの買収・合併による発電所の売却の影響によって一部相殺された。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
収益	11,620	9,167	2,453	26.8%
売上総利益／（損失）	5,178	3,477	1,701	48.9%
通常売上総利益／（損失）	5,568	3,779	1,789	47.3%
営業利益／（損失）	2,042	1,970	72	3.7%
通常営業利益／（損失）	3,815	2,230	1,585	71.1%
資本支出	5,345 (1)	6,386 (2)	(1,041)	-16.3%

(1) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する565百万ユーロを含まない。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する42百万ユーロを含まない。

以下の表は、2023年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**3,248**	**2,149**	**1,099**	**51.1%**
イベリア半島	**1,217**	**935**	**282**	**30.2%**
世界の他の地域	**7,127**	**6,095**	**1,032**	**16.9%**
ラテンアメリカ	5,109	4,164	945	22.7%
－アルゼンチン	*28*	*35*	*(7)*	*-20.0%*
－ブラジル	*846*	*739*	*107*	*14.5%*
－チリ	*2,570*	*2,076*	*494*	*23.8%*
－コロンビア	*1,108*	*822*	*286*	*34.8%*
－ペルー	*258*	*201*	*57*	*28.4%*
－パナマ	*201*	*178*	*23*	*12.9%*
－その他の国	*98*	*113*	*(15)*	*-13.3%*
北米	1,612	1,702	*(90)*	-5.3%
－米国及びカナダ	*1,379*	*1,424*	*(45)*	*-3.2%*
－メキシコ	*233*	*282*	*(49)*	*-17.4%*
－地域の消去	-	*(4)*	*4*	-
ヨーロッパ	161	40	121	-
－ルーマニア	-	*28*	*(28)*	-
－ロシア	-	*11*	*(11)*	-
－ギリシャ	*160*	-	*160*	-
－その他の国	*1*	*1*	-	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	255	196	59	30.1%
世界の他の地域の消去	(10)	(7)	(3)	-42.9%
その他	**299**	**288**	**11**	**3.8%**
部門間消去及び調整	**(271)**	**(300)**	**29**	**9.7%**
合計	**11,620**	**9,167**	**2,453**	**26.8%**

収益の増加は主に、イタリア及びコロンビアを中心とした水力発電量の増加に加え、主にラテンアメリカにおいて当年中に稼働開始した発電所の太陽光発電量が増加したことによるものであった。

2023年、当グループはまた、チリの特定の発電所の売却（アルカディア・プロジェクトの195百万ユーロでの売却）、並びにスチュワードシップ・ビジネスモデルの下で行われた取引を背景としたオーストラリア（103百万ユーロ。うち24百万ユーロはキャピタル・ゲイン、79百万ユーロは公正価値での再測定によるもの）及びギリシャ（公正価値での再測定による160百万ユーロのみ）における純資産の処分により、合計458百万ユーロの収益を認識した。

通常売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**555**	**(562)**	**1,117**	**-**
イベリア半島	**826**	**631**	**195**	**30.9%**
世界の他の地域	**4,213**	**3,697**	**516**	**14.0%**
ラテンアメリカ	2,623	2,372	251	10.6%
－アルゼンチン	*19*	*21*	*(2)*	*-9.5%*
－ブラジル	*549*	*506*	*43*	*8.5%*
－チリ	*983*	*798*	*185*	*23.2%*
－コロンビア	*743*	*674*	*69*	*10.2%*
－ペルー	*224*	*203*	*21*	*10.3%*
－パナマ	*70*	*102*	*(32)*	*-31.4%*
－その他の国	*35*	*68*	*(33)*	*-48.5%*
北米	789	988	(199)	-20.1%
－米国及びカナダ	*749*	*907*	*(158)*	*-17.4%*
－メキシコ	*40*	*81*	*(41)*	*-50.6%*
ヨーロッパ	659	244	415	-
－ルーマニア	*156*	*140*	*16*	*11.4%*
－ロシア	-	*18*	*(18)*	-
－ギリシャ	*504*	*88*	*416*	-
－その他の国	*(1)*	*(2)*	*1*	*50.0%*
アフリカ、アジア及びオセアニア	142	93	49	52.7%
その他	**(26)**	**13**	**(39)**	**-**
合計	**5,568**	**3,779**	**1,789**	**47.3%**

2023年における**通常売上総利益**の増加は、ギリシャ及びルーマニアにおいて非継続事業に分類された資産を要因とする売上総利益の2022年比での増加（259百万ユーロ）も含まれているが、主に再生可能エネルギー（特にイタリアにおける水力発電）が増加したこと、及び価格が極めて不安定であった2022年と比較して利益が正常化したことに起因するものであった。

また、オーストラリアにおける支配権の喪失を伴う資産の一部売却（103百万ユーロ）及びギリシャにおける資産に関する非継続事業の売却益（422百万ユーロ。うち262百万ユーロはキャピタル・ゲイン、160百万ユーロは公正価値での再測定によるもの）により、合計525百万ユーロの利益が認識されたことにも留意されたい。

これらの増加は、イタリアにおいてはクローバックの影響（357百万ユーロ）が大きかったため、一部相殺された。

売上総利益は、5,178百万ユーロ（2022年12月31日現在は3,477百万ユーロ）となり、1,701百万ユーロの増加となった。これには、ギリシャにおける非継続事業に分類された資産の売却に関連する262百万ユーロのキャピタル・ゲインを除き、通常売上総利益に関連して記述した要因が含まれている。加えて、2023年には、チリの特定の発電所の売却益（195百万ユーロ）、アルゼンチンのエル・チョコン発電所の売却損（14百万ユーロ）、及び米国の特定の資産の処分に関連する費用（60百万ユーロ）が認識された。2022年の売上総利益には、チリにおける資産の処分に関する費用（51百万ユーロ）が含まれていた。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	**増減**	
イタリア	**200**	**(874)**	**1,074**	**-**
イベリア半島	**519**	**373**	**146**	**39.1%**
世界の他の地域	**3,171**	**2,744**	**427**	**15.6%**
ラテンアメリカ	2,145	1,942	203	10.5%
－アルゼンチン	*16*	*14*	*2*	*14.3%*
－ブラジル	*394*	*378*	*16*	*4.2%*
－チリ	*783*	*625*	*158*	*25.3%*
－コロンビア	*693*	*625*	*68*	*10.9%*
－ペルー	*190*	*168*	*22*	*13.1%*
－パナマ	*52*	*83*	*(31)*	*-37.3%*
－その他の国	*17*	*49*	*(32)*	*-65.3%*
北米	322	594	(272)	-45.8%
－米国及びカナダ	*308*	*541*	*(233)*	*-43.1%*
－メキシコ	*14*	*53*	*(39)*	*-73.6%*
ヨーロッパ	601	190	411	-
－ルーマニア	*135*	*123*	*12*	*9.8%*
－ロシア	*(2)*	*14*	*(16)*	-
－ギリシャ	*469*	*55*	*414*	-
－その他の国	*(1)*	*(2)*	*1*	*50.0%*
アフリカ、アジア及びオセアニア	103	18	85	-
その他	**(75)**	**(13)**	**(62)**	**-**
合計	**3,815**	**2,230**	**1,585**	**71.1%**

2023年の**通常営業利益**は、営業成績の改善を反映して2022年から1,585百万ユーロ増加したが、主に当年中に新たに稼働した発電所に関連して減価償却費、償却費及び減損損失が204百万ユーロ増加したことにより、一部相殺された。

2023年の**営業利益**は、2,042百万ユーロ（2022年は1,970百万ユーロ）を計上し、72百万ユーロの増加となった。営業成績の改善は、比較された２年間における減損損失の水準の相違により、一部相殺された。より具体的には、2023年の営業利益には、特定の米国資産の減損損失（1,268百万ユーロ）が含まれており、これはマクロ経済環境の全般的な悪化に伴って2023年を通して徐々に顕在化した特定の参照市場の見通しの悪化及び経営陣による同国における特定の事業再編計画の立上げと実施を考慮して認識されたものであった。また、コロンビアのウィンドペシ・プロジェクトについても、これが売却目的保有として分類されたため、減損損失（171百万ユーロ）が認識された。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**1,645**	**821**	**824**	**-**
イベリア半島	**782**	**833**	**(51)**	**-6.1%**
世界の他の地域	**2,899**	**4,714**	**(1,815)**	**-38.5%**
ラテンアメリカ	1,866	2,106	(240)	-11.4%
北米	1,023	2,408	(1,385)	-57.5%
ヨーロッパ	-	51	(51)	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	10	149	(139)	-93.3%
その他	**19**	**18**	**1**	**5.6%**
合計	**5,345 (1)**	**6,386 (2)**	**(1,041)**	**-16.3%**

(1) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する565百万ユーロを含まない。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する42百万ユーロを含まない。

2023年の**資本支出**は、前年比で1,041百万ユーロ減少した。かかる変動は具体的には以下に起因する。

・世界の他の地域における資本支出が減少したこと。具体的には、以下のとおりである。
　－米国及びカナダの太陽光発電所及び風力発電所における資本支出が減少したこと。
　－ラテンアメリカにおいて資本支出が240百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主にチリ及びペルーの太陽光発電所並びにペルー及びコロンビアの風力発電所に起因し、ブラジルにおける資本支出の増加により一部相殺された。
　－アフリカ、アジア及びオセアニアにおける資本支出の減少。かかる減少は主にインドの太陽光発電所及びオーストラリアの風力発電所・太陽光発電所に関する資本支出の減少に起因する。
・イベリア半島の風力発電所における資本支出が減少したこと。
・イタリアにおける資本支出の増加。かかる増加は主にバッテリー電力貯蔵システムに起因する。

エネル・グリッド

事業

配電及び送電網

(単位：百万kWh)

	2023年	2022年	増減	
エネルの配電網で送られた電力	489,214	507,524	(18,310)	-3.6%
－イタリア(1)	*214,059*	*220,379*	*(6,320)*	*-2.9%*
－イベリア半島(1)	*136,363*	*131,677*	*4,686*	*3.6%*
－世界の他の地域（1)	*138,792*	*155,468*	*(16,676)*	*-10.7%*
－ラテンアメリカ	*126,202*	*139,921*	*(13,719)*	*-9.8%*
－ヨーロッパ(1)	*12,590*	*15,547*	*(2,957)*	*-19.0%*
稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー（人）	45,172,959	45,824,963	(652,004)	-1.4%

(1) 2022年の数値は修正再表示されている。

2023年に送電網で送られた電力は減少（3.6%減少）した。これは主に以下に起因する。

・ヨーロッパ（-19%）。2023年10月に、エネル・グループがルーマニアにおいて保有していた全ての投資を売却した。

・ブラジル及びチリ。2022年12月にセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）及びエネル・トランスミシオン・チリ・エスエーをそれぞれ売却した。

・イタリア（-2.9%）。電力の需要の減少があった。

顧客毎の平均停電回数

SAIFI（平均回数）	2023年	2022年	増減	
イタリア	*1.7*	*1.6*	*0.1*	*6.2%*
イベリア半島	*1.2*	*1.3*	*(0.1)*	*-7.7%*
アルゼンチン	*7.9*	*5.3*	*2.6*	*49.1%*
ブラジル	*3.7*	*4.5*	*(0.8)*	*-17.8%*
チリ	*1.2*	*1.6*	*(0.4)*	*-25.0%*
コロンビア	*4.6*	*3.9*	*0.7*	*17.9%*
ペルー	*2.7*	*2.9*	*(0.2)*	*-6.9%*
ルーマニア（1)	*2.1*	*2.6*	*(0.5)*	*-19.2%*

(1) 2022年の数値は修正再表示されている。

顧客毎の平均停電継続時間

SAIDI（平均分数）	2023年	2022年	増減	
イタリア(1)	*45.6*	*41.8*	*3.8*	*9.1%*
イベリア半島(1)	*63.0*	*64.3*	*(1.3)*	*-2.0%*
アルゼンチン	*1,169.2*	*892.0*	*277.2*	*31.1%*
ブラジル	*465.3*	*547.3*	*(82.0)*	*-15.0%*
チリ(1)	*121.4*	*158.6*	*(37.2)*	*-23.5%*
コロンビア	*352.6*	*320.0*	*32.6*	*10.2%*
ペルー(1)	*635.5*	*610.3*	*25.2*	*4.1%*
ルーマニア(1)	*71.3*	*90.4*	*(19.1)*	*-21.1%*

(1) 2022年の数値は修正再表示されている。

上記の表に示されるとおり、サービス品質の水準は特にチリ及びブラジルで改善され、アルゼンチンでは2023年における悪天候のために大幅に悪化した。

グリッド損失

グリッド損失（平均%）	2023年	2022年	増減	
イタリア	*4.7*	*4.7*	*-*	*-*
イベリア半島	*6.8*	*7.0*	*(0.2)*	*-2.9%*
アルゼンチン	*16.8*	*17.1*	*(0.3)*	*1.8%*
ブラジル	*13.1*	*13.5*	*(0.4)*	*-3.0%*
チリ	*5.3*	*5.1*	*0.2*	*3.9%*
コロンビア	*7.5*	*7.5*	*-*	*-*
ペルー	*8.7*	*8.2*	*0.5*	*6.1%*
ルーマニア	*8.3*	*8.5*	*(0.2)*	*-2.4%*

業績

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
収益	20,259	23,032	(2,773)	-12.0%
売上総利益／（損失）	7,461	9,114	(1,653)	-18.1%
通常売上総利益／（損失）	7,851	8,276	(425)	-5.1%
営業利益／（損失）	4,426	5,332	(906)	-17.0%
通常営業利益／（損失）	4,743	5,254	(511)	-9.7%
資本支出	5,280 (1)	5,547 (2)	(267)	-4.8%

(1) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する233百万ユーロを含まない。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する110百万ユーロを含まない。

以下の表は、2023年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**7,610**	**6,963**	**647**	**9.3%**
イベリア半島	**2,379**	**2,258**	**121**	**5.4%**
世界の他の地域	**10,228**	**12,948**	**(2,720)**	**-21.0%**
ラテンアメリカ	10,227	12,956	(2,729)	-21.1%
－アルゼンチン	*560*	*1,000*	*(440)*	*-44.0%*
－ブラジル	*6,321*	*7,762*	*(1,441)*	*-18.6%*
－チリ	*1,590*	*2,562*	*(972)*	*-37.9%*
－コロンビア	*823*	*753*	*70*	*9.3%*
－ペルー	*933*	*879*	*54*	*6.1%*
ヨーロッパ	1	(8)	9	-
その他	**402**	**1,273**	**(871)**	**-68.4%**
部門間消去及び調整	**(360)**	**(410)**	**50**	**12.2%**
合計	**20,259**	**23,032**	**(2,773)**	**-12.0%**

収益の減少は、主にブラジルとチリに起因し、それぞれ2022年12月に行われたセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）及びエネル・トランスミシオン・チリ・エスエーの売却に関連する連結範囲の変更、そしてとりわけエネル・トランスミシオン・チリ・エスエーの売却益（1,051百万ユーロ）が2022年に認識されたことによるものであった。これらのマイナスの影響は、2017年から2019年までの金利調整のために2022年に認識された費用と関連してスペインにおける収益の増加があったことに加えて、特にイタリア及びブラジルにおける金利調整による収益の増加によって、部分的にのみ相殺された。

通常売上総利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**3,589**	**3,707**	**(118)**	**-3.2%**
イベリア半島	**1,668**	**1,621**	**47**	**2.9%**
世界の他の地域	**2,598**	**2,384**	**214**	**9.0%**
ラテンアメリカ	2,284	2,445	(161)	-6.6%
－アルゼンチン	*(54)*	*88*	*(142)*	-
－ブラジル	*1,496*	*1,489*	*7*	*0.5%*
－チリ	*102*	*168*	*(66)*	*-39.3%*
－コロンビア	*517*	*487*	*30*	*6.2%*
－ペルー	*223*	*213*	*10*	*4.7%*
ヨーロッパ	314	(61)	375	-
その他	**(4)**	**564**	**(568)**	**-**
合計	**7,851**	**8,276**	**(425)**	**-5.1%**

通常売上総利益は、非継続事業に分類された資産の業績の増加（362百万ユーロ）を考慮しており、425百万ユーロ減少した。この変動は主に、エネル・グリッドが保有するグリッドスペルタイズの株式の50%の売却益（520百万ユーロ）が2022年に認識されたこと、主にエネル・トランスミシオン・チリ及びセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却による連結範囲の変更（合計250百万ユーロ）、サービス品質補償金の増加（118百万ユーロ）、並びにイタリアにおける悪天候に伴う発電所のメンテナンス費用の増加（61百万ユーロ）に起因する。これらの影響は、ブラジル、イタリア及びルーマニアにおいて認識された金利調整により、部分的に相殺された。

売上総利益は、7,461百万ユーロとなり、2022年の9,114百万ユーロから1,653百万ユーロ減少した。この変動は主に、グリッドスペルタイズ、エネル・トランスミシオン・チリ及びセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却に関連して2022年に認識された純収益（1,359百万ユーロ）の他、これらに関連する連結範囲の変更（250百万ユーロ）、サービス品質補償金の増加（118百万ユーロ）、及びイタリアにおける悪天候に伴うメンテナンス費用の増加（61百万ユーロ）によるマイナスの影響に起因する。これらのマイナスの影響は、ブラジル及びイタリアにおける金利調整によって部分的にのみ相殺された。

通常営業利益／（損失）

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**2,139**	**2,357**	**(218)**	**-9.2%**
イベリア半島	**872**	**815**	**57**	**7.0%**
世界の他の地域	**1,738**	**1,528**	**210**	**13.7%**
ラテンアメリカ	1,496	1,671	(175)	-10.5%
－アルゼンチン	*(109)*	*52*	*(161)*	-
－ブラジル	*980*	*975*	*5*	*0.5%*
－チリ	*51*	*109*	*(58)*	*-53.2%*
－コロンビア	*424*	*391*	*33*	*8.4%*
－ペルー	*150*	*144*	*6*	*4.2%*
ヨーロッパ	242	(143)	385	-
その他	**(6)**	**554**	**(560)**	**-**
合計	**4,743**	**5,254**	**(511)**	**-9.7%**

2023年の**通常営業利益**の511百万ユーロの減少は、主に、通常売上総利益に関連して記述した要因に加えて、イタリアにおける配電網への新たな資本支出による減価償却費の増加を反映している。

2023年の**営業利益**は4,426百万ユーロとなり、2022年（5,332百万ユーロ）と比較して906百万ユーロ減少した。この変動は、売上総利益に関して上述した影響に加えて、イタリアにおける減価償却費及び償却費の増加に起因する（かかる増加は、827百万ユーロのセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の資産の減損が2022年に認識されたことにより部分的に相殺された。）。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**3,084**	**2,714**	**370**	**13.6%**
イベリア半島	**885**	**860**	**25**	**2.9%**
世界の他の地域	**1,287**	**1,949**	**(662)**	**-34.0%**
ラテンアメリカ	1,287	1,809	(522)	-28.9%
ヨーロッパ	-	140	(140)	-
その他	**24**	**24**	**-**	**-**
合計	**5,280 (1)**	**5,547 (2)**	**(267)**	**-4.8%**

(1) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する233百万ユーロを含まない。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する110百万ユーロを含まない。

比較対象である２年間において、**資本支出**は267百万ユーロ減少した。これは主に、ラテンアメリカ、特に2022年12月にセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却があったブラジルに起因する。この減少は、イタリアにおいて新規顧客の活性化及びサービス品質の向上があったことにより、部分的に相殺された。

エンドユーザー市場

事業

電力販売

（単位：百万kWh）

	2023年	2022年	増減	
自由市場	194,541	198,254	(3,713)	-1.9%
規制市場	106,313	122,854	(16,541)	-13.5%
合計	**300,854**	**321,108**	**(20,254)**	**-6.3%**
－イタリア	*87,239*	*97,195*	*(9,956)*	*-10.2%*
－イベリア半島	*77,689*	*79,003*	*(1,314)*	*-1.7%*
－世界の他の地域	*135,926*	*144,910*	*(8,984)*	*-6.2%*
－ラテンアメリカ	*129,177*	*135,094*	*(5,917)*	*-4.4%*
－ヨーロッパ	*6,749*	*9,816*	*(3,067)*	*-31.2%*

2023年における電力販売量の減少は、主に、2022年末にセルグ・ディストリビューソォン・エスエー－セルグ・ディー（エネル・ゴイアス）の売却が行われたブラジル（-9.7TWh）、及び、決議第600/2023号により2024年６月に保護強化市場の廃止が保留されたことを一因とし、顧客の自由市場への移行が見られたイタリア（-6.8TWh）の各規制市場に集中していた。
自由市場の業績に関しては、主にイタリア（-3.1TWh）及びスペイン（-0.6TWh）において販売量が減少し、ブラジル（+2.2TWh）及びチリ（+0.6TWh）に見られた増加により部分的に相殺された。

天然ガス販売

(単位：百万立方メートル)

	2023年	2022年	増減	
企業から顧客への販売	3,502	3,910	(408)	-10.4%
企業間の販売	4,822	6,333	(1,511)	-23.9%
合計	**8,324**	**10,243**	**(1,919)**	**-18.7%**
－イタリア	*4,149*	*4,726*	*(577)*	*-12.2%*
－イベリア半島	*3,802*	*4,909*	*(1,107)*	*-22.6%*
－世界の他の地域	*373*	*608*	*(235)*	*-38.7%*
－ラテンアメリカ	*185*	*342*	*(157)*	*-45.9%*
－ヨーロッパ	*188*	*266*	*(78)*	*-29.3%*

2023年のガスの販売量の減少は、主にイタリア及びスペインに起因するものであった。2022年と比較して、企業間の販売（B2B）部門及び企業から顧客への販売（B2C）部門における販売量はともに減少した。

需要反応容量、貯蔵及び照明地点

	2023年	2022年	増減	
需要反応容量（MW）	9,588	8,476	1,112	13.1%
照明地点（千単位）	3,259	3,023	236	7.8%
貯蔵（MW）	1,730	760	970	-
公共の充電地点(数)(1)	24,281	22,112	2,169	9.8%

(1) ジョイント・ベンチャーの充電地点を含めた充電地点数は、2023年12月31日現在25,337ヶ所、2022年12月31日現在22,617ヶ所となることに留意されたい。

需要反応容量は、主に日本（+494MW）、北米（+273MW）及びイタリア（+256MW）において増加した。照明地点は、インテリジェントかつ省エネの公共照明の導入に関連するものだが、主にイタリア、スペイン、ブラジル及びチリにおいて増加した。一方、貯蔵量は主に再生可能エネルギー発電所における新電池の設置により、とりわけ北米で増加した。

業績(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
収益	52,119	64,350	(12,231)	-19.0%
売上総利益／（損失）	5,158	1,802	3,356	-
通常売上総利益／（損失）	5,275	1,702	3,573	-
営業利益／（損失）	3,042	(93)	3,135	-
通常営業利益／（損失）	3,241	(210)	3,451	-
資本支出	1,138 (2)	1,205 (3)	(67)	-5.6%

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルＸ及びエネルＸウェイの数値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する34百万ユーロを含まない。
(3) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

以下の表は、2023年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**28,717**	**33,351**	**(4,634)**	**-13.9%**
イベリア半島	**20,747**	**28,114**	**(7,367)**	**-26.2%**
世界の他の地域	**2,644**	**2,522**	**122**	**4.8%**
ラテンアメリカ	2,157	2,071	86	4.2%
－アルゼンチン	*5*	*13*	*(8)*	*-61.5%*
－ブラジル	*545*	*543*	*2*	*0.4%*
－チリ	*197*	*192*	*5*	*2.6%*
－コロンビア	*1,040*	*1,002*	*38*	*3.8%*
－ペルー	*370*	*321*	*49*	*15.3%*
－その他の国	-	-	-	-
北米	331	312	19	6.1%
ヨーロッパ	76	89	(13)	-14.6%
アフリカ、アジア及びオセアニア	84	70	14	20.0%
世界の他の地域の消去	(4)	(20)	16	80.0%
その他	**212**	**553**	**(341)**	**-61.7%**
部門間消去及び調整	**(201)**	**(190)**	**(11)**	**-5.8%**
合計	**52,119**	**64,350**	**(12,231)**	**-19.0%**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの価値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

2023年の**収益**は前年度比19.0%減となった。これは主に、イタリア及びスペインにおける電力及びガスの販売量の減少並びに平均販売価格の下落により、電力販売（8,786百万ユーロ減少）及びガス販売（3,188百万ユーロ減少）による収益が減少したことによるものである。その他の収益の減少は、2022年にエネルX・インターナショナルによるユフィネットへの1.1%の投資売却益（220百万ユーロ）及びエネル・エスアールエルによるムーニーへの特定資産の売却益（67百万ユーロ）を認識したことによる。ラテンアメリカの電力販売による収益は、主にコロンビアとペルーで増加した。

通常売上総利益／（損失）(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**4,039**	**531**	**3,508**	**-**
イベリア半島	**780**	**417**	**363**	**87.1%**
世界の他の地域	**460**	**445**	**15**	**3.4%**
ラテンアメリカ	424	560	(136)	-24.3%
－アルゼンチン	*5*	*35*	*(30)*	*-85.7%*
－ブラジル	*220*	*237*	*(17)*	*-7.2%*
－チリ	*75*	*83*	*(8)*	*-9.6%*
－コロンビア	*79*	*151*	*(72)*	*-47.7%*
－ペルー	*45*	*54*	*(9)*	*-16.7%*
－その他の国	-	-	-	-
北米	(11)	(24)	13	54.2%
ヨーロッパ	50	(81)	131	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(3)	(10)	7	70.0%
その他	**(4)**	**309**	**(313)**	-
合計	**5,275**	**1,702**	**3,573**	-

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの価値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

2023年の**通常売上総利益**は主に、販売価格の正常化に伴う調達コストの削減により自由市場における業績が改善したため、イタリアで3,508百万ユーロ、スペインで363百万ユーロ増加した。

欧州における通常売上総利益の増加は、全て非継続事業に分類されたルーマニアの資産の業績によるものである。

また、eホーム、eシティ及びデマンド・レスポンス事業の業績も改善した。

これらのプラス効果は、中南米における136百万ユーロの減益、特にコロンビアの小売部門及びeバスプロジェクトの減益、並びに前述の2022年のユフィネットへの投資（220百万ユーロ）及びムーニーへの特定のその他の投資（67百万ユーロ）の売却益によって部分的に相殺された。

売上総利益は、5,158百万ユーロ（2022年は1,802百万ユーロ）となった。3,356百万ユーロの増加は主に、販売価格の正常化に伴う調達コストの削減による自由市場での業績改善を反映している。

これらの効果には、非継続事業の業績並びにスペインの*アクエルド・ヴォルンタリオ・デ・サリーダ*（ASV）基金の調整に関連するエネルギー転換及びデジタル化に関係する費用は考慮されていない。

通常営業利益／（損失）(1)

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**2,987**	**(633)**	**3,620**	**-**
イベリア半島	**268**	**84**	**184**	**-**
世界の他の地域	**74**	**76**	**(2)**	**-2.6%**
ラテンアメリカ	132	279	(147)	-52.7%
－アルゼンチン	*(5)*	*19*	*(24)*	-
－ブラジル	*10*	*44*	*(34)*	*-77.3%*
－チリ	*57*	*59*	*(2)*	*-3.4%*
－コロンビア	*44*	*115*	*(71)*	*-61.7%*
－ペルー	*26*	*42*	*(16)*	*-38.1%*
－その他の国	-	-	-	-
北米	(53)	(77)	24	31.2%
ヨーロッパ	4	(111)	115	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(9)	(15)	6	40.0%
その他	**(88)**	**263**	**(351)**	**-**
合計	**3,241**	**(210)**	**3,451**	**-**

(1) 2022年のエンドユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの価値を考慮して、調整された。後者は、従前「ホールディング、サービス及びその他」の下で報告されていた。

通常営業利益の変動は、通常営業総利益に関係する上述の要因に加え、主に償却に起因する減価償却費、償却費及び減損損失122百万ユーロ並びに主にスペイン及びブラジルにおける89百万ユーロの売掛債権の評価損の増加を反映している。

2023年の**営業利益**は、3,042百万ユーロ（2022年は93百万ユーロの損失）であり、売上総利益に関連して上述した要因及び増加した減価償却費、償却費及び減損損失221百万ユーロを反映している。この変動には、2023年に米国においてエネルX・ウェイが認識した69百万ユーロ及びエネルXが認識した57百万ユーロの減損損失も含まれる。これらは全てマクロ経済環境の悪化を原因とする。

資本支出(1)

（単位：百万ユーロ）

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**566**	**582**	**(16)**	**-2.7%**
イベリア半島	**311**	**324**	**(13)**	**-4.0%**
世界の他の地域	**164**	**190**	**(26)**	**-13.7%**
ラテンアメリカ	84	80	4	5.0%
北米	69	76	(7)	-9.2%
ヨーロッパ	2	19	(17)	-89.5%
アフリカ、アジア及びオセアニア	9	15	(6)	-40.0%
その他	**97**	**109**	**(12)**	**-11.0%**
合計	**1,138 (2)**	**1,205 (3)**	**(67)**	**-5.6%**

(1) 2022年のユーザー市場事業ラインの数値は、エネルX及びエネルX・ウェイの価値を考慮して調整されており、従前ホールディング、サービス及びその他の下で報告されていた。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する34百万ユーロを含まない。

(3) この数値は、売却目的保有又は非継続事業に分類されたユニットに関する２百万ユーロを含まない。

イタリア及びスペインにおける**資本支出**の減少は、基本的に顧客獲得努力の減少に起因するが、イタリアではeシティ事業において、中南米では分散型エネルギー事業において、資本支出が増加し、部分的に相殺された。

ホールディング及びサービス

業績(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
収益	2,045	2,050	(5)	-0.2%
売上総利益／（損失）	(609)	(180)	(429)	-
通常売上総利益／（損失）	(319)	(168)	(151)	-89.9%
営業利益／（損失）	(858)	(409)	(449)	-
通常利益／（損失）	(569)	(398)	(171)	-43.0%
資本支出	190 (2)	219	(29)	-13.2%

(1) 2022年の数値は、エネルXが、従前「ホールディング、サービス及びその他」に計上されていたため、エネルXをエンドユーザー市場事業ラインに含めて再調整されている。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する３百万ユーロを含まない。

以下の表は、2023年の地理的領域別の業績の内訳を示している。

収益(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**734**	**729**	**5**	**0.7%**
イベリア半島	**501**	**488**	**13**	**2.7%**
世界の他の地域	**-**	**-**	**-**	**-**
ラテンアメリカ	-	(1)	1	-
北米	-	1	(1)	-
ヨーロッパ	-	-	-	-
その他	**1,028**	**1,041**	**(13)**	**-1.2%**
部門間消去及び調整	**(218)**	**(208)**	**(10)**	**-4.8%**
合計	**2,045**	**2,050**	**(5)**	**-0.2%**

(1) 2022年の数値は、エネルXが、従前「ホールディング、サービス及びその他」に計上されていたため、エネルXをエンドユーザー市場事業ラインに含めて再調整されている。

2023年の**収益**は、基本的に2022年とほぼ同水準であり、主にITサービス、管理費、個人向けサービス、車両管理、請負業務、レンタル料及びその他の事業ラインに提供されるサービスを指す。

通常営業総利益／（損失）(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	**増減**	
イタリア	**56**	**89**	**(33)**	**-37.1%**
イベリア半島	**39**	**(5)**	**44**	**-**
世界の他の地域	**(132)**	**(119)**	**(13)**	**-10.9%**
ラテンアメリカ	(132)	(117)	(15)	-12.8%
－アルゼンチン	*(5)*	*(3)*	*(2)*	*-66.7%*
－ブラジル	*(37)*	*(23)*	*(14)*	*-60.9%*
－チリ	*(89)*	*(91)*	2	*2.2%*
－ペルー	(1)	-	(1)	-
北米	(2)	(2)	-	-
ヨーロッパ	2	-	2	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	-	-	-	-
その他	**(282)**	**(133)**	**(149)**	**-**
合計	**(319)**	**(168)**	**(151)**	**-89.9%**

(1) 2022年の数値は、エネルXが、従前「ホールディング、サービス及びその他」に計上されていたため、エネルXをエンドユーザー市場事業ラインに含めて再調整されている。

2023年の**通常営業総損失**の増加は、主に、悪天候に関連する要請を受けてエネル・インシュアランスが積み立てたリスク及び費用に対する引当金の増加に起因する。

2022年からの**売上総損失**の増加は、通常営業総利益及び特別連帯税に関連する要因並びにスペインにおけるエネルギー転換及びデジタル化に係る費用の結果であり、それぞれ208百万ユーロ及び81百万ユーロだった。

通常営業利益／（損失）(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	**増減**	
イタリア	**(12)**	**20**	**(32)**	**-**
イベリア半島	**(5)**	**(39)**	**34**	**87.2%**
世界の他の地域	**(143)**	**(122)**	**(21)**	**-17.2%**
ラテンアメリカ	(142)	(120)	(22)	-18.3%
－アルゼンチン	*(5)*	*(3)*	*(2)*	*-66.7%*
－ブラジル	*(42)*	*(26)*	*(16)*	*-61.5%*
－チリ	*(93)*	*(91)*	*(2)*	*-2.2%*
－ペルー	*(2)*	-	*(2)*	-
北米	(2)	(1)	(1)	-
ヨーロッパ	1	(1)	2	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	**-**	-	**-**	-
その他	**(409)**	**(257)**	**(152)**	**-59.1%**
合計	**(569)**	**(398)**	**(171)**	**-43.0%**

(1) 2022年の数値は、エネルXが、従前ホールディング、サービス及びその他の下で報告されていたために、エネルXをエンドユーザー市場事業ラインに含めて再調整されている。

2023年における**通常営業損失**は、基本的に通常売上総損失の増加と同様であり、減価償却費、償却費及び減損損失の20百万ユーロの増加を考慮したものである。

2023年における**営業損失**は、売上総損失及びに関する要因及び減価償却費、償却費及び減損損失の20百万ユーロの増加を反映している。

資本支出(1)

(単位：百万ユーロ)

	2023年	2022年	増減	
イタリア	**74**	**115**	**(41)**	**-35.7%**
イベリア半島	**21**	**27**	**(6)**	**-22.2%**
世界の他の地域	**8**	**5**	**3**	**60.0%**
ラテンアメリカ	8	5	3	60.0%
北米	-	-	-	-
ヨーロッパ	-	-	-	-
その他	**87**	**72**	**15**	**20.8%**
合計	**190 (2)**	**219**	**(29)**	**-13.2%**

(1) 2022年の数値は、エネルXが、従前「ホールディング、サービス及びその他」に計上されていたため、エネルXをエンドユーザー市場事業ラインに含めて再調整されている。
(2) この数値は、売却目的保有又は非継続事業として分類されたユニットに関する３百万ユーロを含まない。

イタリアにおける2023年の**資本支出**の減少は、エネル・イタリア・エスピーエーによるローマ本社の再開発に主に起因する。

エネルの株式

エネル及び金融市場

	2023年	2022年
１株当たり売上総利益（ユーロ）(1)	1.99	1.96
１株当たり営業利益（ユーロ）(1)	1.07	1.10
１株当たりグループ利益（ユーロ）(1)	0.34	0.17
１株当たりグループ通常利益（ユーロ）(1)	0.64	0.53
１株当たり配当金（ユーロ）	0.430	0.40
１株当たりグループ資本（ユーロ）(1)	3.12	2.82
株価 - 12ヶ月間の最高値（ユーロ）	6.73	7.20
株価 - 12ヶ月間の最安値（ユーロ）	5.17	4.00
12月の平均株価（ユーロ）	6.63	5.15
時価総額（百万ユーロ）(2)	67,369	52,325

(1) 指数を算出するために考慮した株式数は10,166,679,946株であり、2023年は9,262,330株、2022年は7,153,795株の自己株式が含まれている。
(2) 12月の平均株価で算出。

		2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
格付け			
スタンダード・アンド・プアーズ	アウトルック	安定的	ネガティブ
	中長期	BBB	BBB+
	短期	A-2	A-2
ムーディーズ	アウトルック	ネガティブ	ネガティブ
	中長期	Baa1	Baa1
	短期	-	-
フィッチ	アウトルック	安定的	安定的
	中長期	BBB+	BBB+
	短期	F2	F2

2023年の世界のマクロ経済環境は、実体経済の大幅な落ち込みを特徴としていた。インフレ圧力に対応するために中央銀行が導入した金融引締政策スタンス、金融環境及び信用環境の悪化並びに世界レベルでの貿易及び投資の減少は、世界的な成長の鈍化を引き起こし、GDP成長率は年率約３％（2022年比微減）と推定された。

このような状況下で、欧州の主要株価指数は、全体的な下落に特徴づけられる2022年の後、FTSE MIBが28%、Ibex35が22.8%、DAXが20.3%、CAC40が16.5%上昇して2023年度末を迎えた。

ユーロ圏の公益事業指数（EURO STOXX Utilities）は11.9%の上昇で年度末を迎えた。

最後に、エネルの株価については、2023年の終値は１株当たり6.73ユーロで前年比33.8%の大幅上昇となり、イタリアの指数及び欧州のセクター別株価指数の両方を上回った。

2023年１月25日、エネルは2022年の利益から１株当たり0.20ユーロの中間配当を支払い、2023年７月26日に同年の配当の残額を0.20ユーロ支払った。2023年の配当総額は１株当たり0.40ユーロとなり、2022年の１株当たり0.38ユーロを５%超上回った。

2023年の通常利益に関しては、2024年１月24日に0.215ユーロの中間配当が支払われ、配当の残額は2024年７月24日に支払われる予定である。

2023年12月31日時点で、機関投資家は株式資本の58.6%を占めており（2022年12月31日現在の56.7%から上昇）、個人投資家のシェアは17.8%（2022年12月31日現在は19.7%）となった。経済産業省の持分は23.6%と横ばいであった。

2023年12月31日時点で、社会的責任投資家（SRI）は株式資本の約17.5%（2022年12月31日現在の14.9%から増加）とシェアを伸ばし、機関投資家の29.8%（2022年12月31日現在は26.2%）を占めている。責任投資原則に署名した投資家は、株式資本の42.8%（2022年12月31日現在は42.1%）を占めている。

前へ

５【経営上の重要な契約等】

エネルが一部の発行済ハイブリッド債の借換えのため、新たに1.75十億ユーロの永久ハイブリッド債を発行

2023年１月９日、エネル・エスピーエーは、元本総額1.75十億ユーロのユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債を、欧州市場において機関投資家向けに発行した。

エネルが1.5十億ユーロの持続可能性連動債を発行

2023年２月14日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、総額1.5十億ユーロに及ぶデュアルトランシェの機関投資家向け持続可能性連動債を発行した。この新規発行は、エネルが初めて各トランシェにつき複数の主要パフォーマンス指標（KPI）を使用することを想定している。本社債の１トランシェは、EUタクソノミーに連動したKPIと国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）に連動したKPIを組み合わせたものである。本社債のもう１つのトランシェは、温室効果ガスの直接及び間接排出量削減を通じた当グループの完全脱炭素化への道筋に関連する２つのKPIに連動している。

アルゼンチンにおける火力発電事業の売却

2023年２月17日、エネル・グループ（子会社であるエネル・アルジェンティーナを通じて活動）は、エネル・ジェネラシオン・コスタネラ（火力発電会社）に対する当グループの持分を、42百万ユーロでセントラル・プエルト・エスエー（エネルギー会社）に対し売却することに合意した。

また、2023年３月29日、YPF及びパン・アメリカン・スール・エスエーは、それぞれ以下に対し先買権を行使した。

- YPFによる、エネル・アメリカスが保有するインヴェルソラ・ドック・スード・エスエーの株式の取得及び保有するセントラル・ドック・スード・エスエーの株式の間接的な取得
- エネル・アルジェンティーナが保有するセントラル・ドック・スード・エスエーの株式のパン・アメリカン・スール・エスエーによる取得

売却は、2023年４月14日に、総額約48百万ユーロで完了した。

関連する財務上の影響についての詳細は、連結財務書類の注記９「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

エネル・ペルーはCSGIに対する配電サービス、供給サービス及び先進エネルギーサービスの資産の売却契約を締結

2023年４月７日、エネル・ペルー・エスエーシー（エネル・アメリカス・エスエーを通じてエネル・エスピーエーが支配）は、中国の会社である中国南方電網国際（香港）有限責任公司（China Southern Power Grid International (HK) Co. Ltd）（CSGI）との間で、エネル・ペルーが保有する配電及び電力供給会社であるエネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー及びエネルＸ・ペルー・エスエーシー（当該子会社は先進エネルギーサービスを提供）に対する株式持分全てを売却することに合意した。

当該契約は、CSGIがエネル・ペルーのエネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエーに対する持分（株式資本の約83.15%に相当）及びエネルＸ・ペルー・エスエーシーに対する持分（株式資本の100%に相当）を、総額約2.9十億ドル（100%ベースで約４十億ドルの企業価値に相当）で取得する旨を規定している。

エネルは、エネル・グリーン・パワー・オーストラリアの50%を売却し、株式会社INPEXとのジョイント・ベンチャー契約を締結

2023年９月29日、エネル・エスピーエー（完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーを通じて活動）は、株式会社INPEX（INPEX）に対する、オーストラリアにおける当グループの全ての再生可能エネルギー事業を保有する２つの事業体（すなわち、エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー及びエネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト）の50%の売却を完了した。かかる売却は、2023年７月13日に調印された売買契約に規定された全ての条件が充足されたことを受けて完了した。

上記契約に従い、INPEXは総額約142百万ユーロを支払った。

取引完了次第、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー及びINPEXは、エネル・グリーン・パワー・オーストラリアを共同支配することとなり、同社の最新の再生可能エネルギー発電ポートフォリオを監視し、また、プロジェクト・パイプラインの開発を継続し、設備容量の拡大に努める。

関連する財務上の影響についての詳細は、連結財務書類の注記９「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

エネルは、2023年長期インセンティブ・プランに資する持続可能性連動株式買戻プログラムを開始

2023年10月５日、エネル・エスピーエーの取締役会は、2023年５月10日の株主総会で承認された権限を行使し、また市場にあらかじめ開示した関連条件に従って、合計4.2百万株（エネルの株式資本の約0.041%に相当）の株式買戻プログラムの開始を承認した。

当該プログラムは、2023年10月16日から2024年１月18日まで実施される予定であり、イタリア民法第2359条に従ったエネル及び／又はその子会社の経営陣に対する2023年長期インセンティブ・プランに資することを目的とし、2023年５月10日の株主総会で承認された。

当該プログラムの開始以降、エネルは3,377,224株の自己株式（株式資本の約0.0332%に相当）を総額21,007,908.138ユーロで取得した。既に保有している自己株式を考慮すると、2023年12月29日時点で、エネルは、株式資本の約0.0911%に相当する合計9,262,330株の自己株式を保有していた。

エネルは、米国における地熱発電及び太陽光発電のポートフォリオをオーマットに売却する契約を締結

2023年10月23日、エネル・エスピーエー（完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク（EGPNA）を通じて活動）は、米国における再生可能エネルギー資産ポートフォリオの売却に関して、オーマット・テクノロジーズ・インクと契約を締結した。

かかる売却は、2024年１月４日に、271百万ドル（250百万ユーロに相当）で実行され、通常の取引調整の対象となる。

売却された資産には、EGPNAの全ての地熱発電ポートフォリオ及び多数の小規模太陽光発電所が含まれており、稼働中の発電所の総発電容量は約150MWである。

エネルはチリにおける太陽光発電ポートフォリオのソネディックスに対する売却を完了

2023年10月25日、エネル・エスピーエー及びその上場子会社であるエネル・チリ・エスエーは、チリの会社で総設備容量約416MWの稼働中の太陽光発電所４基のポートフォリオを有する、アルカディア・ジェネラシオン・ソーラー・エスエーの株式資本に対する株式持分全てを、国際的な再生可能エネルギー発電事業者であるソネディックスに売却した。かかる取引は、チリの独占禁止法規制当局である経済監督庁（FNE）の許可を含む2023年７月12日に締結した株式売買契約に規定された全ての条件が充足されたことを受けて完了した。

上記契約に従い、買手は総額535百万ユーロ（当事者により合意された企業価値の100%に相当）を支払った。当該取引により、195百万ユーロのキャピタル・ゲインを計上した。

関連する財務上の影響についての詳細は、連結財務書類の注記９「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

エネルはルーマニアの事業のPPCに対する売却を完了

2023年10月25日、エネル・エスピーエーは、2023年３月９日に調印した関連売買契約に規定された全ての条件が充足されたことを受け、ギリシャの会社であるパブリック・パワー・コーポレーション・エスエー（PPC）に対する、ルーマニアにおけるエネル・グループが保有する全ての持分の売却を完了した。

当該契約に従い、PPCは合計約1,241百万ユーロを支払った。また、アーンアウト・メカニズムも想定されており、小売事業の将来的価値に基づき、取引完了後に追加的な支払が行われる可能性がある。

当該取引は、当年度において、847百万ユーロのマイナスの影響を損益に及ぼし、そのうち655百万ユーロは為替換算準備金の取崩し、15百万ユーロはかかる売却に関連する取引費用、177百万ユーロは売却前の資産に係る減損損失（税引後）の計上をそれぞれ反映したものである。

関連する財務上の影響についての詳細は、連結財務書類の注記９「期中の主な取得及び処分」及び注記７「非継続事業」を参照のこと。

エネルは当グループのペルーの発電資産の売却について合意

2023年11月22日、エネル・エスピーエーは、その子会社であるエネル・アメリカス・エスエー及びエネル・ペルー・エスエーシー（チリの上場会社であるエネル・アメリカスを通じてエネルにより支配される。）が、ナイアガラ・エネルギー・エスエーシー（国際投資ファンドのアクティスにより支配されるペルーの会社）との間で、発電会社であるエネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー及びコンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシーに対するエネル・グループ保有の全ての株主持分の売却に関して契約を締結した旨発表した。

具体的には、当該契約は、ナイアガラ・エネルギーがエネル・ペルー及びエネル・アメリカスが保有するエネル・ジェネラシオン・ペルーの株式資本に対する持分（それぞれ約66.50%及び20.46%に相当）並びにエネル・ペルーが保有するコンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルスに対する持分（100%に相当）を、総額約1.4十億ドル（約1.3十億ユーロ）で取得する旨規定し、これは全体で約2.1十億ドル（約1.9十億ユーロ（100%ベース））の企業価値に相当する。

この対価は、契約締結から取引完了までの期間を考慮し、この種の取引に慣習的な調整の対象となる。

かかる売却は、2024年第２四半期までに完了することが見込まれ、ペルーにおける所轄の独占禁止法規制当局による許可を含む、この種の取引に慣習的な一定の条件に服する。

エネルはマックウォーリー・アセット・マネジメントに対するエネル・グリーン・パワー・ヘラスの50%の売却を完了

2023年12月29日、エネル・エスピーエーは、2023年７月26日に調印した売買契約に規定された、所轄の独占禁止法規制当局による許可を含むこの種の取引に慣習的な全ての条件の充足を受けて、同社（完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）を通じて活動）が、エネル・グリーン・パワー・ヘラス（EGPH）（EGPのギリシャにおける再生可能エネルギーに関する完全子会社）の50%を、マックウォーリー・アセット・マネジメント（マックウォーリー・グリーン・インベストメント・グループの再生可能エネルギーファンド２号を通じて活動）に対して売却完了した旨発表した。当該契約に従い、EGPが受領した総額は351百万ユーロであった。

取引の完了に伴い、EGP及びマックウォーリー・アセット・マネジメントは、EGPHの共同支配を想定した株主間契約を締結した。これは、同社の最新の再生可能エネルギー発電ポートフォリオを共同管理し、また、プロジェクト・パイプラインの開発を継続し、設備容量を一層拡大させることを目的としたものである。

この取引により、エネル・グループの利益に422百万ユーロのプラスの影響が生じた（残存する株式投資の公正価値の再測定を含む。）。

関連する財務上の影響についての詳細は、連結財務書類の注記９「期中の主な取得及び処分」及び注記７「非継続事業」を参照のこと。

6【研究開発活動】

イノベーション

113件の概念実証が2023年度中、革新的なソリューションの試験を行うために開始された。

46件のソリューションが2023年度の事業においてスケールアップ段階にある。

2023年度中、イノベーション分野はグループ戦略に沿った新たな組織構造となり、グループの優先事項の簡素化及び集中を図り、統合的、効率的かつ効果的なイノベーションへのアプローチを推進している。

当グループは、事業の諸課題に対処するために、クラウドソーシングのプラットフォームを一部利用しつつ、当社のあらゆる分野とスタートアップ、産業パートナー、大企業、中小企業（SME）、研究所、大学及び企業とを結びつけることを可能とするオープン・イノベーション・モデルを取り入れた。当グループのイノベーション戦略は、オンラインのクラウドソーシングのプラットフォームであるopeninnovability.comや、スタートアップ及び中小企業とのコラボレーションの基盤を形成する、イノベーション・ハブ及びラボのグローバル・ネットワーク等、革新的で持続可能なソリューションの開発を可能にする様々なツールを活用している。後者は革新的なプロジェクト及び新しいビジネスモデルを提供しているが、エネルは自らの開発やスケールアップの可能性を支援するために、自社の専門知識、産業環境において提案されたソリューションの技術的及び財政的検証のための施設並びにパートナーのグローバル・ネットワークを提供している。イノベーション・ハブは、ヨーロッパ及び米国のような、当グループにとって最も関連性の深いイノベーション・エコシステムに設置されており、各事業ラインにおける明白なイノベーションのニーズに対応して、それぞれの分野に関わる全ての参加企業との関係を構築し、革新的なスタートアップや中小企業をスカウトするための主要な拠点となっている。

したがって、外部企業との連携は、当グループのイノベーション戦略の重要な要素となっている。実際、当社は当グループの最も戦略的な分野及び重要な最先端の課題（例えば、エネルギー部門における宇宙応用の推進、グリーン水素及び第４世代原子力）に取り組んでいる分野の両方を対象とする有効なパートナーシップ契約を結んでいる。また、サプライヤーとの共同開発を通じて、当グループは、革新的なソリューションを商業化前の開発レベルで迅速かつ効果的に導入することを目指すとともに、既存のスキル及び他の生産部門で既に採用されているソリューションのカスタマイズ及び移転を活用している。

2022年度、エネルはイノベーション・マネジメントに関するISO56002規格を自発的に採用した。その規格は、アイデアの誕生からそれを世界規模で実行するまで、イノベーション・マネジメントに係る全ての側面を網羅している。2023年度中、イタリア規格協会（UNI）と共同で、UNI/PdR 155プラクティスの「持続可能なイノベーションの管理－オープン・イノベーションを通じた企業の持続可能なイノベーション・プロセスの管理のためのガイドライン」が策定された。このプラクティスは、2023年12月にイタリア規格協会のウェブサイトで公開された。この文書は、事前規制的な性格を有しており、持続可能なイノベーション管理の効果的な内部プロセスを実施するために必要な組織的及び生産的変革を追求しようとするあらゆる組織に対して、実践的な支援を提供することを目的としている。

2023年度では、当グループの価値を創造するため、事業にとって最も関連性の高い新たなテクノロジー問題にイノベーションで対応するために設立された、学際的なワーキング・グループである、イノベーション・コミュニティの活動が引き続き行われた（既存のエネルギー貯蔵、ブロックチェーン、ドローン、メタバース、ロボティクス、センサー、３Ｄプリンティング、量子コンピューティング、ウエアラブル機器、アディティブ・マニュファクチャリング、人工知能、素材及び水素）。また、そのコミュニティは、テクノロジーの改善を継続的に観察し、新ビジネスモデル、付加価値サービス、又はエネル・グループの様々な分野で潜在的な実行可能性があるテクノロジー類型の事例を利用している。

2023年度中、新たなソリューションを検証するために113件の概念実証が開始され、大規模な実装に向けて46件の革新的なソリューションが事業によって特定された。全体で60百万ユーロ（人件費を含む。）がイノベーションに投資された。

デジタル化

2023年度、サイバーセキュリティ分野のイノベーション活動は、イノベーション・ハブのネットワーク並びにそのスタートアップのポートフォリオ及び当グループのレベルで築かれたパートナーシップにより恩恵を受けた。

かかる相互関係により、ベストプラクティス及び運用モデルの共有並びに情報共有チャネルの構築及び強化が可能となった。

この分野の主な取組みは、以下のとおりである。

・量子計算がもたらす将来の計算能力の拡張により脅かされている現在の暗号化モデルを超える方法の理解強化に向けた、量子鍵配送(1)及び耐量子暗号化アルゴリズム(2)に基づくソリューションの分析
・オープンソース・コード及び第三者ソフトウェアのライブラリーについて、脆弱性及びユーザーライセンスの観点から分析するためのソフトウェア開発支援を目的としたサービス及びソリューション
・分散型アプローチと比較した場合の集中保護の技術の回復力の理解に向けた、ブラウザ分離ソリューション（ブラウザが悪意あるアクターのエントリーポイントとなることを防止するため、ブラウザをネットワークから分離すること）及びブラウザセキュリティの分析
・ITの脅威の検知並びにインシデントの分析、相関及び対応に係るプロセスの自動化の能力を強化する人工知能及び機械学習等の新技術を活用したソリューションのさらなる開発
・革新的な技術の活用により資産及びデバイス（IoT、ウェブ・アプリケーション等）の脆弱性を特定するためのソリューション
・操業環境に影響を与えることなくスクリプトによる脆弱性特定手順を実施することを通じた、産業環境の精査
・パスワードを代替となる安全なソリューション（例えば、指紋認証）に置き換える「パスワードレス」技術を使用した、企業システムのための多要素認証システムを実装するための研究
・非運用環境におけるデータの匿名化及びマスキングのためのソリューションの分析及び調査並びに関連するポリシーの定義
・社内外の規制にって課される保護要件の遵守を確実にするデータ損失防止ソリューションの分析
・暗号鍵及び営業秘密の管理ソリューションの研究及び分析
・産業環境を守る新たなマルウェア対策ソリューションの分析
・イタリアのITセキュリティ分野における革新的で競争力のあるプロジェクトの創出を促進するためのサイバーセキュリティの専門家、企業、投資家及び学会を集めたイノベーション・センターである、サイバー・ハーバーの創設
・新たな脅威を早期に特定し、それらに効果的に対処するための対応を調整することを確実にするために、注意すべき事象の集約、相関及び分析を行うインフラであるハイパーSOCを創設することを目的とした、イタリアの国家サイバーセキュリティ庁（NCA）とのコミュニケーション・チャネルの確立

(1)　量子物理学の原理に基づいた対称鍵を配布するための暗号化技術
(2)　量子コンピューターの計算能力によりもたらされる脅威に対して十分に安全と考えられるアルゴリズム及び特性に基づく暗号化プロトコル

循環経済

循環経済は、当グループの脱炭素ロードマップを支える戦略的な手段である。循環経済とは、再生可能エネルギーによるエネルギー生産を着実に拡大する一方で、それに伴い化石燃料を不使用とすることであり、エネルギーの公正かつ包括的な移行に向けた道筋を示すものである。これらの目標を達成するためには、エネルギー・システムの大規模な変革が必要であり、同時に、原材料のニーズの変化及び高まり、並びに配電網や発電所等の資産管理への新たなアプローチが必要となる。

当グループが採用している循環経済モデルは、原材料の消費量を削減するだけでなく、それに伴う環境的、社会的、経済的及び地政学的な影響及びリスクを抑制すること、すなわち、ビジネスモデルの持続可能性及び競争力を高めるために、使用する商品のバリューチェーン全体を再設計することを目的としている。当グループのビジョンは、製品の様々なライフ・フェーズを網羅しており、サーキュラー・インプット（再生可能な資源、リサイクル、リユースからのインプット）、耐用年数の延長（モジュラー設計、修理容易性及びメンテナンス予測によるもの）、サービスとしての製品（当社が製品の所有権を保持して顧客にサービスを提供することによる、使用率及び耐用年数の最大化）、共有プラットフォーム（複数のユーザー間での資産の共有使用）、新たなライフサイクル（例えばリユース及びリサイクルを通じた製品及び材料の価値の回収）の５つの柱に基づいている。

当グループの取組みは、５つの柱のうち、サーキュラー・インプット、耐用年数の延長及び新たなライフサイクルの３つに焦点を当てている。

サーキュラー・インプットに関しては、入札段階において、主要部品(3)の仕入先に対して、製造工程で使用される各材料の数量を特定し、選定段階での評価を高めるために、リサイクルされた材料及びリサイクル可能な材料の割合を示すことを求めている。投入資源の使用の削減の一例として、カターニアの３SUNギガファクトリー・プロジェクトがある。このプロジェクトは、セル及びパネルの生産をヨーロッパの地で行うだけでなく、イノベーションを活用してシリコンの使用量を削減し、多様で持続可能なサプライチェーンを構築することによって、太陽電池サプライチェーンの独立性を高めることを目的としている。2023年度に３SUNは新しい生産拠点の開発に取り組み、2024年度からはHJT技術を用いた新しいタイプの高効率パネルにおいて15%薄くした材料の層を使用することにより、シリコンの使用量が最適化される予定である。

(3) 主要なカテゴリーとは、風力タービン、インバータ、スマートメーター、太陽光発電、スイッチ、パネル、ケーブル、変圧器、充電ステーション、街路照明、スマートホームソリューション及びストレージ・システムを含む、事業において極めて重要なものを指す。

耐用年数の延長については、配電資産及び発電資産のグローバル管理における予測的な修繕及びメンテナンスの活用に加え、当グループは革新的なソリューションにも取り組んでいる。例えば、イタリアのパイオニア計画では、エアロポルティ・ディ・ローマ（ADR）と共同で、電気自動車の使用済みバッテリーを再利用する蓄電システムの開発を行った。2023年度中、発電所の詳細な設計が完了したが、この発電所の蓄電容量は10MWhであり、786台のセカンドライフ・バッテリー（再利用電池）が再利用されている。

また、新たなライフサイクルの柱に関しては、使用済み又は未使用の発電設備であっても、耐用年数が残っているものについては、社内において又は販売を通じて体系的に再利用したり、配電網の保守活動で回収した資材をリサイクルしたりするといった取組みが、当グループが事業を展開する全ての国において進められている。具体的には、全発電技術を対象として世界的に展開しているイクウィプメント・ニューライフ・プログラムでは、発電所の棚卸資産に含まれる機器、廃止された発電所の設備及び建替中の発電所に新たな命を与えることが目標とされている。2023年度には、当該計画により、約23百万ユーロの経済価値が生み出され、そのうち約13.8百万ユーロは全発電所での予備部品及び設備を社内において再利用したことによるコスト回避に起因するもので、9.2百万ユーロは販売によるものであった。

2020年度からは、資材に関して注意を要する分野及び関連する優先事項を特定し、その結果としてプロジェクト及び取組みのポートフォリオを更新するために、当グループの全ての関連分野が参加する内部のワーキング・グループが稼働している。まず、ワーキング・グループの活動は、発電資産及び配電資産の原材料の要件、顧客向けソリューション並びにデジタル資産の体系的な分析から始まる。次に、主に原材料の採取及び生産の段階に関して、環境的、社会的、経済的及び地政学的な影響並びにリスクを評価する。その後、原材料、特に重要な原料の消費を削減する循環経済プロジェクトを活用して、対応すべき優先順位を特定し、リスクの緩和計画を策定する。

第４【設備の状況】

１【設備投資等の概要】

「第一部－第２－２ 沿革」、「第一部－第２－３ 事業の内容」及び「第一部－第３－４ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

２【主要な設備の状況】

2023年12月31日現在、当グループは、1,603の再生可能エネルギー発電所（そのうちオーナーシップが1,250、スチュワードシップが93）及び260の熱電施設（そのうち原子力発電施設６）を保有しており、それらは火力、水力、地熱及びその他の再生可能エネルギー資源の施設から構成される。当グループは、配電ネットワークを所有しており、それは2023年12月31日現在で合計1,899,418.8キロメートルの電圧線（そのほとんどがイタリア、スペイン及びブラジルにおける中電圧線及び低電圧線である。）から構成される。2023年12月31日現在、当グループは、主にスペイン及びイタリアにおいて、純簿価約97百万ユーロの不動産を所有しており、主に事務所用建物及びその他の商業用不動産並びにこれらよりも少ないが居住用不動産から構成される。

経営陣は、当グループの重要な財産は良好な状態にあり、当グループの需要を満たすのに十分であると考えている。

３【設備の新設、除却等の計画】

上記「第一部－第４－１ 設備投資等の概要」及び「第一部－第４－２ 主要な設備の状況」を参照のこと。

第５【提出会社の状況】

１【株式等の状況】

(1)【株式の総数等】

①【株式の総数】

（2024年５月31日現在）

授　権　株　数（株）	発 行 済 株 式 総 数（株）	未 発 行 株 式 数（株）
該当なし*1	10,166,679,946	該当なし

*1　イタリア会社法には、エスピーエーの授権株数を制限する概念は存在しない。その代わりに、授権資本金総額に対して限度額が設けられている。当社の場合、授権資本金総額の限度額は現在10,166,679,946ユーロである。

②【発行済株式】

（2024年５月31日現在）

記名・無記名の別及び額面・無額面の別	種　類	発行数（株）	上場金融商品取引所名又は登録認可金融商品取引業協会名	内容
記名式額面株式（１株の額面金額１ユーロ）	普通株式	10,166,679,946	ユーロネクスト・ミラノ証券取引所	１株につき１議決権
計	―	10,166,679,946	―	―

(2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当なし。

(3)【発行済株式総数及び資本金の推移】

（2024年５月31日現在）

年月日	発行済株式総数（株）		資本金（ユーロ）		摘　要
	増減数	残高	増減額	残高	
2016年４月１日	763,322,151増	10,166,679,946	763,322,151増	10,166,679,946	エネルに有利となるエネル・グリーン・パワーの部分的非比例会社分割に関して、2016年１月11日の株主総会で決議された有償増資に基づいて新規発行された763,322,151株の引受け

(4)【所有者別状況】

下記「第一部－第５－１ 株式等の状況－(5)大株主の状況」を参照のこと。

(5)【大株主の状況】

本書提出日現在、エネルの主な株主はイタリア経済財務省（MEF）であり、エネルの株式を23.585%保有している。

エネルの株主名簿における記録、CONSOBに提出されて当社が受領した報告書、及びその他の入手可能な情報に基づくと、2024年５月９日現在、当社の株式資本の１%超の株式を有する当社の株主は、以下のとおりである。

（2024年５月９日現在）

氏名又は名称	住　　所	所有株式数（株）	発行済株式総数に対する所有株式数の割合（%）
イタリア経済財務省（MEF）	イタリア、ローマ、ヴィア・ヴェンティ・セッテンブレ 97	2,397,856,331	23.585
ブラックロック・インク*	アメリカ合衆国、ニューヨーク州、ニューヨーク、55 イースト 52 ストリート	510,695,227	5.022
ノルウェー政府	ノルウェー、オスロ、バンクプラッセン２、私書箱 1179	178,976,518	1.760
シンガポール政府	C/O、シンガポール、キャピタル・トウ、37-01、ロビンソン・ロード	158,477,542	1.559
イタリア銀行	イタリア、ローマ、ヴィア・ナツィオナーレ 91	124,723,456	1.227
ヴァンガード・トータル・インターナショナル・ストック・インデックス	アメリカ合衆国、マルバーン、ヴァンガード・ブルヴァード、100	105,893,583	1.042

*非裁量的な資産運用の目的で間接的に保有している。

２【配当政策】

概要

イタリア法に従い、エネルによる年間配当は、エネル取締役会の決議に基づき、該当する各年度について非連結ベースで、エネルの分配可能な利益及び準備金から支払われる。

かかる決議はいずれも、エネルの財務書類の承認のために当該事業年度の終了後180日以内に招集される定時株主総会において、エネルの株主により承認されなければならない。

下表は、過去３事業年度に分配された配当総額を示している。

	配当金 （百万ユーロ）	１株当たり配当金 （ユーロ）
2021年度	3,638	0.36
2022年度	3,861	0.38
2023年度	4,064	0.40

2024年５月23日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2023年12月31日に終了した事業年度について、総額約4,372百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.43ユーロの配当を支払うことを決議した（うち１株当たり0.215ユーロ、総額で2,186百万ユーロは、既に中間配当として支払われている。）。普通株式１株当たり0.215ユーロの中間配当は、2024年１月23日の営業終了時現在の登録株主に対して、2024年１月24日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.215ユーロの年間配当は、2024年７月23日の営業終了時現在の登録株主に対して、2024年７月24日に支払われる予定である。

支払準備金

当社による年間配当の支払は、取締役会により提案され、定時株主総会において株主の承認を得ることが必要とされる。いずれの年度においても、当社の非連結ベースでの純利益から配当が支払われる前に、当社の法定準備金が少なくとも当社の発行済株式の額面価額の５分の１に達するまでは、かかる純利益の５％に相当する額が法定準備金に割り当てられなければならない。累積損失の結果として当社の資本が減少した場合、配当は資本が回復するまで支払われないか、又はかかる損失の金額分、減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限には服するが、中間配当の分配を認めることができる。

償還及び時効

エネルにより宣言された年間配当はいずれも、適用のある法令に従って支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づき払われた年間配当について、かかる配当を善意で受領した場合には、これをエネルに対して返還する必要はない。支払可能日から５年以内に受領されなかった配当は、エネルの利益のために没収され、準備金に加えられる。

支払方法及び支払時期

エネルが宣言した配当は、1998年６月24日付け法令第213号並びに2008年２月22日付けイタリア銀行及びCONSOB規制に従い、モンテ・ティトーリ又は仲介機関が各株主の指示のもとで株式を預託しているその他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて、各株主に対し支払われる。

配当方針

株主配当：エネルは、簡潔で予測可能かつ魅力的な配当方針を、計画により対象とされた期間（2022年－2024年）実施する。株主は、2024年までに１株当たり0.43ユーロに到達することを目指して、今後３年間、固定の保証された増配（DPS）を受領する予定である。

租税

本書の「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

３【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの概要】

コーポレート・ガバナンスの概要及び構造

エネル・エスピーエーは、電力及びガスセクターにおいて、とりわけヨーロッパ及びラテンアメリカを中心に世界を主導する組織の１つである多国籍企業グループの親会社である。2023年12月31日現在、エネル・グループは、各大陸にわたる43超の国において業務を展開しており、正味設備容量約81.4GWからエネルギーを生産し、約1.89百万kmのネットワークにより配電を行っている。エネル・グループは、2023年12月31日現在、世界中に約70.29百万のエンドユーザーを有しており、ヨーロッパの事業者で最大の顧客基盤を有する。

所有構造

1999年以降、エネルは、イタリア証券取引所、ボルサ・イタリアーナにより組織運営されているユーロネクスト・ミラノ証券取引所に上場しており、株主数はイタリアの全会社中トップクラスである（個人及び機関の投資家を合わせて約640,000）。エネルの株主には、最も重要な国際的な投資ファンド、保険会社、年金基金及びエシカルファンドが含まれており、エネル及びエネル・グループにより透明性及びコーポレート・ガバナンスについて国際的なベストプラクティスが実施されている。

また、2023年12月31日現在、エネル・グループには、他に11の上場会社（その株式はブラジル、チリ、ペルー、スペイン及び米国の証券取引所にそれぞれ上場されている。）が含まれている。

コーポレート・ガバナンス・モデル

エネルのコーポレート・ガバナンス構造は、コーポレート・ガバナンス・コード(1)に規定された原則を遵守しており、当社は、「非集中所有型」の「大企業」(2)としてコーポレート・ガバナンス・コードを遵守するとともに、国際的なベストプラクティスにならっている。

(1) コーポレート・ガバナンス・コードとは、コーポレート・ガバナンス委員会（アビ、アニ、アソジェストーニ、アソニム、ボルサ・イタリアーナ及びコンフィンデュストリアにより推進される。）により2020年１月に承認されたイタリアのコーポレート・ガバナンス・コードをいう。コーポレート・ガバナンス・コードは、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のウェブサイト（https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020-eng.en.pdf）上で閲覧可能である。
(2) コーポレート・ガバナンス・コードにおいて、「大企業」は過去３暦年それぞれの最終取引所営業日において時価総額が１十億ユーロを上回った企業、「集中所有型企業」は定時株主総会において行使可能な議決権の過半数を単一の株主（又は株主間の議決権行使契約に参加する相対多数の株主）が直接又は（子会社、受託者若しくは第三者を通じて）間接的に保有している企業と定義される。

エネルが採用するコーポレート・ガバナンス制度は、当グループの事業活動の環境的・社会的適合性及びかかる活動を行う上で関連するステークホルダーの利益を十分に検討するという当然の必要性の両方を考慮に入れて、株主のために長期的な価値を創造しようと努めており、持続可能な成功という目標を達成することを目指している。エネルが採用し、本書に記載されているコーポレート・ガバナンス制度は、事業活動の遂行及び企業戦略の追求に機能するものである。

イタリアにおいて上場会社に適用される現行の法的枠組みを遵守し、当社の組織構造は、以下が含まれる。

・当社の経営に対して責任を負う取締役会は、(ⅰ)取締役会の機能の適切な内部配分を確保するために予備的、積極的かつ助言的な機能を有する取締役会委員会、並びに(ⅱ)法律及び特定の社内手続によって定められた機能を遂行する関連当事者委員会を設置した。
・法定監査役会は、(ⅰ)当社が法律及び定款の遵守並びに当社の業務を遂行する上で適切な経営原則の遵守、(ⅱ)財務情報開示のプロセス並びに当社の組織構造、内部監査制度及び管理会計制度の適切性、(ⅲ)単体及び連結財務書類の監査並びに外部監査法人の独立性、そして(ⅳ)コーポレート・ガバナンス・コードに規定されたコーポレート・ガバナンスのルールが実際にどのように実施されているかを監視することに対して責任を負う。

・株主総会は、定時総会又は臨時総会において、とりわけ次の事項、すなわち、(ⅰ)取締役及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任、(ⅱ)財務書類の承認及び純利益の配分、(ⅲ)自己株式の取得及び処分、(ⅳ)報酬方針及びその実施、(ⅴ)株式報酬制度、(ⅵ)当社定款の変更、(ⅶ)会社の合併及び分割、そして(ⅷ)転換社債の発行を決議するために招集される。

会計の外部監査は、適切な登録簿に登録され、法定監査役会による理由を付した提案を受けて株主総会により選任された専門会社に委任される。

統制及びリスクシステム

リスク統制システムの主な要素	確認の有無
内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定する文書の存在	確認された
取締役会により承認された監査機能の委任の存在	確認された
リスク管理業務及び法務リスク及びコンプライアンス違反リスクの監視を担当する特別な組織構造の存在	確認された
明確化された戦略目標に沿った事業管理に伴う事業リスクの適合性の年次評価	確認された
具体的な遵守プログラム（231モデル、腐敗ゼロ・トレランス、人権ポリシー等）の作成	確認された
「危機管理」事態（すなわち、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合等）において会社の正常な管理を確保するための非常事態計画の作成	確認された

取締役及び役員の補償

イタリア法に基づき、会社は、取締役及び役員それぞれの職務の遂行に関連して発生した全ての弁護士費用、その他の費用及び損害賠償の金額を補償することができる。

1996年及び1998年にエネルの株主総会で承認された決議に従い、エネルは、取締役及び法定監査役がその職務の遂行に関連して関与する可能性のある刑事訴訟手続、又はその職務の遂行に関連して犯した税務違反に対する過料の適用に関する手続に関して発生した全ての弁護士費用を提供又は返済し、当該過料の負担を引き受けるものとする。かかる決議に従い、エネルの取締役又は法定監査役が、(ⅰ)最終判決により確定した故意若しくは重過失又は(ⅱ)当社に不利益をもたらす行為の結果、刑事又は税務上の違反行為により発生した弁護士費用、その他費用及び過料については補償又は返済しない。1998年のエネルの株主総会で承認された上記の決議に従い、エネルはまた、取締役及び法定監査役に対して、国内団体交渉協約第15条第１項に定める補償を付与する。本書提出日現在、当該利害関係者がその職務の遂行に関連して第三者に対して負う民事上の責任は、最終判決により確定した故意又は重過失の場合を除き、当社が負担する。

上記に基づき、エネルの取締役会会長及び最高経営責任者の経済的取扱い及び法的取扱いを規定する決定は、それぞれの職務並びに子会社、関連会社又は第三者である会社若しくは法的主体において有する他の職務（もしあれば）（当該職務を当グループのために又は当グループの利益のために有している場合）に関連する司法手続又は行政手続の場合に、当社が保護措置を講じることを定めている。ただし、最終判決により確定した故意若しくは重過失、又は明らかに当社に不利益をもたらす行為である場合を除く。

さらに、エネルの役員に関しては、適用される国内団体交渉協約に基づき、当社は、(ⅰ)役員が負担した第三者に対する民事責任、及び(ⅱ)役員の刑事訴訟手続への関与に関連する全ての弁護士費用を負担する。いずれの場合も、役員の職務遂行に関連して、最終判決により確定した故意又は重過失の場合を除く。

エネルはまた、主要保険グループと基本契約を締結しており、エネルの取締役、法定監査役及び役員は、「取締役及び役員保険」（又はD&O）を購入することができ（また購入済であり）、特に、自らの職務に関連する法的手続及び請求並びにその結果生じる当社又は第三者への損害賠償が補償されるが、自らの重過失の場合を含む、故意の場合を除く。この点において、エネルの取締役又は法定監査役の保険は、当社が直接支払うグローバル保険料に含まれる役員保険に代わり、自費で加入している。

上記に関して、2023事業年度中、エネルの取締役及び戦略的責任を負う役員に対して、それぞれの職務を遂行する上で生じた違法行為又は過失による損失を補填するための補償は行われていないことに留意されたい。

① 所有構造

1. 所有構造

1.1 株式資本構造

当社の株式資本は、定時株主総会及び臨時株主総会のいずれにおいても完全な議決権を有する普通株式のみから構成される。2023年末、そして本書提出日現在、エネルの株式資本は10,166,679,946ユーロであり、額面金額１ユーロである同数の普通株式で構成され、ボルサ・イタリアーナが組織運営する証券取引所ユーロネクスト・ミラノ市場に上場されている。

1.2 主要な株主及び株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対してなされ当社が受領した報告及びその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３%を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.59%
ブラックロック・インク*	5.02%

* 限定的資産運用目的で間接的に保有されている持分

詳細は、「第一部－第５－１　株式等の状況－(5)　大株主の状況」を参照のこと。
当社の知る限り、エネルの株式に関して、統一財務法(3)において定義される株主間の合意は存在しない。

(3) 統一財務法とは、1998年２月24日付法令第58号（その後の改正及び補足を含む。）をいう。

当社は、エネルの定時株主総会において過半数の取締役を選任するために十分な議決権をこれまで有してきた経済財務省による事実上の統制に服している。もっとも、当社は会社組織に与えられた任務及び責任の構造に従い、経営上の意思決定を完全に独立して行っているため、経済財務省はいかなる形でも当社の経営にも調整にも関与しない。このことは、企業の経営及び調整に関するイタリアの民法上の規定がイタリア政府には適用されないことを明確にした法令第78/2009号（その後、法律第102/2009号に移行された。）の第19条第６項の規定によって確認される。

1.3 株式所有及び議決権の制限

民営化に関する法的枠組みの規定を実施するため、当社の定款は、政府、公的機関及びそれらの支配下にある者を除き、いずれの株主も、直接的及び／又は間接的に、エネルの株式資本の３%超に相当する株式を所有してはならないと規定している。
上述の３%の制限を超過して所有した株式に関する議決権は行使できず、株式所有の制限により影響を受けるそれぞれの当事者が有していたはずの議決権は、関係する株主らからの事前の共同での指示がない限り、比例して削減される。これが遵守されない場合、上述の制限を超過する議決権行使がなければ必要多数に達しなかったことが判明すれば、株主総会で可決された決議は裁判所で効力を争われる可能性がある。
民営化に関する法的枠組み（その後の改正を含む。）に基づき、公開買付けが実施されて、公開買付者が、取締役の選任及び解任に関する決議の議決権を有する株式資本の少なくとも75%に相当する株式を保有する結果として、３%の制限が超過される場合には、株式所有及び議決権の制限に係る定款の規定は効力を失う。
エネル株式の譲渡に関して、当社又はその他担保権者の事前の承認を得る必要があるというような制限はない。

1.4 イタリア政府の特別権限

エネルは、他のグループ会社とともに、2012年３月15日付け法令第21号（改正の上で2012年５月11日付け法律第56号に移行され、その後改正及び統合された。）第２条に基づき、国益にかなう戦略的資産を保有しているため、戦略的分野におけるイタリア政府の特別権限についての法的枠組み（同じく法令第21/2012号及び関連する施行規則に規定される。）の適用を受ける。

1.5 従業員の株式保有：議決権行使の仕組み

統一財務法によれば、上場会社の定款において、従業員である株主の委任状による議決権の行使を簡略化することを目的とした規定を定めることにより、株主総会における意思決定プロセスへの彼らの参加を促進することが推奨されている。

この点に関連して、1999年以降、エネルの定款は、当社及びその子会社の従業員株主のうち、適用ある法律の下で課せられた要件を満たす持株会と関連する者からの委任状の回収を簡略化するため、代理人と随時合意された条件及び方法に従い、持株会が通信及び委任状回収のための場を利用することができることを明確に規定している。

2008年３月、当社は、エー・ディーアイ・ジー・イーと呼ばれる従業員持株会（エネル・グループの従業員持株会であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディベンデンティ・グルッポ・エネル）が設立されたことを伝えられた。この従業員持株会は、統一財務法に規定された要件を満たしており、そのため、上記の定款の規定に服するものである。

1.6 取締役の選任及び交代並びに定款の変更

取締役の選任及び交代を定める規則は、下記「選任、交代及び非常事態計画」において検討される。

定款の変更に適用される規則に関しては、臨時株主総会が、法律に規定された適切な多数決に従って決議する。

もっとも、法律で認められるとおり、当社の定款は、以下に関する全ての決議を取締役会の権限としている。

・完全保有又は少なくとも90%を保有する会社の吸収合併及びかかる会社の会社分割
・従たる事務所／支店の設立又は閉鎖
・当社を代表する権限を持つ取締役の選定
・１名又は複数名の株主が退いた場合の株式資本の減少
・定款を適用ある法律の規定と合わせること
・イタリア国内の別の場所への本店の移転

1.7 増資及び株式買戻しを行う権限

本書提出日現在、取締役会は増資することは授権されておらず、また、利益分配型金融商品の発行も授権されていない。

なお、2023年５月10日に開催された定時株主総会において、2022年５月19日の定時株主総会の承認（エネルはこれに基づいて、2022年中、合計2,700,000株の自己株式を購入した。）を事前に取り消した上で、取締役会は、当社株式500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）及び支出額２十億ユーロを上限として、自己株式の取得及びその後の処分につき授権された。自己株式の取得は、株主総会の日から18ヶ月間認められており、取得した自己株式の処分については、期限は設けられていない。さらに、この株主総会では、取締役会の提案に基づき、当社の自己株式の取得及び処分の目的及び条件を定め、とりわけ買取価格の決定手順及び買取オペレーションの実施の業務手続を定めた。

上述の株主総会による承認及びその後2023年10月５日に承認された取締役会決議に基づき、エネルは、イタリア民法第2359条に従ってエネル及びその子会社の経営陣を対象とした2023年長期インセンティブプラン（以下「LTIプラン」という。）に対応するための買戻計画を策定した。2023年10月16日から2024年１月18日までの期間に実施した取引により、当社は合計4,200,000株の自己株式を購入した。したがって、既に保有していたエネル自己株式7,153,795株を考慮し、また、2019年LTIプラン（2019年５月16日の株主総会で承認された。）及び2020年LTIプラン（2020年５月14日の株主総会で承認された。）の受益者に対して2023年９月５日に払い出したエネル株式1,268,689株を勘案すると、2024年５月９日現在、エネルは株式資本の約0.10%に相当する10,085,106株の自己株式を保有している。

1.8 支配権の変更に関する条項

エネルの支配権に変更があった場合に効力を生じるか、修正されるか又は終了する、エネル又はその子会社が当事者となっている重要な契約について以下に記載している（以下「支配権の変更」事例という。）。

A）エネルとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイとのシンジケート・クレジット・ファシリティ契約

2021年３月、エネル及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイ（以下「EFI」という。）は、銀行団との間で、最高額10十億ユーロのクレジット・ファシリティ契約を締結した。2022年５月、エネル、EFI及び同貸付銀行団は、上記のクレジットラインを3.5十億ユーロ増額することを主な目的とした修正・改定契約を締結した。この契約に基づき、追加分の3.5十億ユーロは2025年５月までの３年間使用可能であるが、10十億ユーロの主たるトランシェは2026年３月に期間満了となる。2023年12月現在、本クレジット・ファシリティ契約は使用されていない。

また、2020年10月、エネルは銀行団との間で、１十億ユーロの「持続可能性連動ローン」型のクレジット・ファシリティ契約を締結した。2023年12月現在、2026年10月に期間満了となる上記クレジット・ファシリティ契約は、全額使用済みである。

上記の各クレジット・ファシリティ契約については、エネルに関する「支配権の変更」事例(4)が発生した場合、銀行団に属する銀行はそれぞれ、契約条項の再交渉を提案し、又は契約を解除する意向を通知することができるものとみなされる。

(4) なお、このような契約の目的上、「支配権の変更」事例には、エネル又はその子会社が、貸付銀行団の見解では当グループの財務の信頼性が大幅に損なわれる方法で当グループの資産の大部分を当グループ以外の当事者に（合併という手段を含めてであっても）譲渡する事態が含まれる。

銀行団に属する銀行１行以上との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又はかかる銀行１行以上が契約を解除する意向を通知してきた場合、

－エネル及びEFIは、個々のケースに応じて、受け取った融資金を返済した上で、該当する各銀行が引き受けた融資コミットメント全体を違約金なしに取り消すことを決定することができる。

－該当する各銀行は、提供した融資金の早期返済及び引き受けた融資コミットメント全体の取消しを要求することができる。

銀行団に属する銀行のいずれもが契約条項の再交渉の提案しないか又は契約を解除する意向を通知しない場合は、上記の融資コミットメントは当初合意された条件に従い、完全な効力を有するものとする。

B）エネル及びエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーのクレジット・ファシリティ契約

2022年９月、エネルは保証人として、その子会社であるエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー（以下「EFA」という。）とともに、デンマーク輸出金融基金であるEKF（以下「EKF」という。）(5)及び主幹事金融機関に任じられたシティとの間で、最高額を800百万米ドルとする「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した。2023年12月現在、2034年５月に期間満了となる当該クレジットラインは全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

(5) なお、EKFは組織再編を経て、2023年にデンマーク輸出投資基金（EIFO）に統合された。

上記クレジット・ファシリティ契約に関連して、EFAに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、EKF又は本クレジット・ファシリティ契約の条項に基づき貸付人となる銀行、金融機関若しくはその他の事業体（以下「貸付人」という。）は、本クレジット・ファシリティ契約を解除し、提供した金額の早期返済を要求することが想定されている。

エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、貸付人は、契約条項の再交渉を提案するか又は契約を解除する意向を通知することができる。

貸付人との契約条項の再交渉が成立しなかった場合、又は貸付人が契約を解除する意向を通知した場合、

－EFAは、受け取った融資金を返済した上で、貸付人が引き受けた融資コミットメント全体を違約金なしに取り消すことを決定することができる。

－貸付人は、提供した金額の早期返済及び引き受けた融資コミットメント全体の取消しを要求することができる。

貸付人が契約条項の再交渉を提案せず、また、契約を解除する意向を通知しなかった場合は、上記のクレジット・ファシリティ契約は、当初合意された条件に従い、完全な効力を有するものとする。

C）バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ・デジグネイテッド・アクティビティ・カンパニーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2021年10月、エネルはバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ・デジグネイテッド・アクティビティ・カンパニー（以下「バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDAC」という。）との間で、約349百万米ドルの「持続可能性連動ローン」型クレジット・ファシリティ契約を締結した。2023年12月現在、2025年10月に期間満了となる当該クレジット・ファシリティは全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

上記クレジット・ファシリティ契約に関連して、エネルに関する「支配権の変更」事由が発生した場合、バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACは、契約条件の再交渉を提案するか、又は契約を解除する意向を通知することができることが規定されている。

契約条件の再交渉が成立しなかった場合、又はバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACが契約を解除する意向を通知した場合、エネルは受け取った金額を違約金なしで返済するものとする。

バンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパDACが契約条件の再交渉を提案せず、また契約を解除する意向を通知しなかった場合は、当該融資契約は、当初合意された条件に従い、完全に効力を有する。

D）ウニクレディト・エスピーエーとの間のクレジット・ファシリティ契約

2023年11月、エネルはウニクレディト・エスピーエー（以下「ウニクレディト」という。）との間で、総額最高1.5十億ユーロの「リボルビングSDG連動」型クレジット・ファシリティ契約を締結し、同時に(ⅰ)2019年10月に締結された総額１十億ユーロを上限とするクレジット・ファシリティ契約及び(ⅱ)2022年７月に締結された総額350百万ユーロを上限とするクレジット・ファシリティ契約を解約した。2023年12月現在、2026年11月に期間満了となる上記クレジット・ファシリティ契約は、使用されていない。

上記クレジット・ファシリティ契約に関しては、エネルに関する支配権の変更が発生した場合、かかる支配権の変更について、ウニクレディトに適時に通知しなければならないと規定されており、ウニクレディトは、かかる支配権の変更によってリボルビング・クレジット・ファシリティ契約に基づく債務をエネルが履行する能力に悪影響が生じる可能性があると判断した場合は、提供された利用可能資金をエネルが使用することを禁じ、また、既に引き出された融資金を返済するよう要求することができる。

E）エネル・プロデュッツィオーネへのEIBの融資

2007年６月、再生可能エネルギー及び環境保護の分野での投資を拡大させるために、子会社であるエネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー（以下「エネル・プロデュッツィオーネ」という。）は、欧州投資銀行（以下「EIB」という。）との間で、最高450百万ユーロの融資契約を締結し、400百万ユーロが銀行保証付で実行された。2023年12月現在、2027年７月に期間満了となる本融資の残高は106.67百万ユーロであった。

このローン契約に関しては、エネル・プロデュッツィオーネ及びエネルの両社とも、自社の支配権に変更が生じた場合にはEIBに通知することが義務付けられること、及びEIBはかかる支配権の変更がエネル・プロデュッツィオーネの銀行に対する金融債務に及ぼし得る影響について、エネル・プロデュッツィオーネと協議できることが規定されている。また、EIBは、関連する所有構造の変更によってエネル・プロデュッツィオーネ又はエネルの財務状況に悪影響が生じ得ると考える理由がある場合は、追加保証の差入れ、本融資契約の内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。エネル・プロデュッツィオーネが提案された措置を受け入れない場合は、EIBは単独で当該融資契約を終了させることができる。

F）イー・ディストリブッツィオーネへのEIBの融資

2006年11月、子会社であるイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー（以下「イー・ディストリブッツィオーネ」という。）は、電力網の効率性を改善するプロセスの展開を目的として、EIBとの間で600百万ユーロの融資契約を締結した。このうち200百万ユーロ分はエネルの保証が付され、残る部分は銀行保証が付される。2023年12月現在、2026年12月に期間満了となる本融資の残高は120百万ユーロであった。

上記の融資契約に関しては、エネルに関する「支配権の変更」があった場合、EIBは、イー・ディストリブッツィオーネへの本融資に関する条件を変更すべきかを判断するために新たな状況を検討することとなっている。

さらに、イタリア国内の先進的な電力測定システムに関する融資取引として、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間で、エネルの保証が付された以下の融資契約を締結したことに留意されたい。

－2017年７月に、500百万ユーロの融資契約を締結し、2032年９月、2033年５月及び2033年10月にそれぞれ期間満了となるトランシェに分けて実行された。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は436.36百万ユーロであった。

－2018年７月に、250百万ユーロの融資契約を締結し、2034年６月に期間満了となる１つのトランシェにより実行された。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は238.64百万ユーロであった。

－2019年11月に、250百万ユーロの融資契約を締結し、2035年３月に期間満了となる１つのトランシェとして融資された。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

また、イタリア国内の配電網の機能向上、修理及び近代化に関するプロジェクトを実施するため、イー・ディストリブッツィオーネは、EIBとの間で以下の融資契約を締結した。

－2021年６月、エネルの保証が付された300百万ユーロの契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2036年７月及び2036年12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2022年７月、エネルの保証が付された300百万ユーロの契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年８月に期間満了となる１つのトランシェにより実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

2023年から2024年にかけての第２世代スマートメーターのイタリア国内への設置及び必要なインフラ整備に関連するプロジェクトを実施するため、イー・ディストリブッツィオーネは、2023年９月、EIBとの間で、エネルの保証が付された500百万ユーロの融資契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、債務残高は融資実行額と同額であった。

上記の各融資契約に関して、イー・ディストリブッツィオーネは、自社の支配構造及び親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務付けられている。このような通知があった場合、EIBは、かかる変更がイー・ディストリブッツィオーネのEIBに対するコミットメントに及ぼし得る影響について、イー・ディストリブッツィオーネと協議することができる。かかる協議を要請した後、EIBは、追加保証の差入れ、融資契約内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。EIBは、支配権の変更の影響を代替措置によって軽減することができないと合理的に判断した場合、未履行の融資を取り消し、また、融資の早期返済を求めることができる。

G）ラテンアメリカにおける持続可能な投資プログラムのためのEIBの融資

ラテンアメリカにおける一定の持続可能な投資の実施に関連して、約900百万ユーロの以下の融資契約が締結された。

－2021年12月、子会社のエネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー（後にエネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエーに吸収合併された。）がEIBとの間で、130百万米ドルの融資枠契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2036年８月及び12月に期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2022年６月、子会社のエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーがEIBとの間で200百万米ドルの融資枠契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年９月及び2038年４月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2022年８月、子会社のエネル・チリ・エスエーがEIBとの間で294百万米ドルの融資枠契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2037年10月及び12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2023年７月、子会社であるエネル・チリ・エスエーはEIBとの間で200百万米ドルの融資枠契約を締結した。2023年12月現在、本融資は全額使用済みであり、2038年７月及び12月にそれぞれ期間満了となる２本のトランシェに分けて実行され、債務残高は融資実行額と同額であった。

－2023年12月、子会社であるエレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーはEIBとの間で100百万米ドルの融資枠契約を締結した。2023年12月現在、本融資は使用されていない。

上記融資枠契約に基づく融資は、トランシェに分けて実行され、各トランシェには、エネル及び／又はその他の保証人による保証が付される。保証契約に基づき、保証人は、影響を及ぼす可能性のある支配権の変更があった場合にこれを通知する義務を負う。

この融資枠契約は、借入人に対し、自社の支配構造又は親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務付けている。このような通知があった場合、EIBは、かかる変更が借入人のEIBに対するコミットメントに及ぼし得る影響について、借入人と協議することができる。かかる協議を要請した後、EIBは、追加保証の差入れ、融資枠契約の内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。EIBは、支配構造の変更の影響を代替措置によって軽減することができないと合理的に判断した場合、未履行の融資を取り消し、また、融資の早期返済を求めることができる。

H）イー・ディストリブッツィオーネに対するカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティの融資

2009年４月、電力網の効率性を高めるプロセスの開発を目的として、イー・ディストリブッツィオーネは、カッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエー（以下「CDP」という。）との間でエネルの保証が付された800百万ユーロの融資枠契約を締結した。2011年、両当事者は上記の融資枠契約について、２度の延長に合意し、総額は1,340百万ユーロに達した。2023年12月現在、2028年12月に期間満了となる本融資の残高は444.67百万ユーロであった。

この契約は、CDPとエネルとの間で締結された保証契約にも裏付けされている。この保証契約の下で、エネルは前述の融資の保証人として、(ⅰ)イー・ディストリブッツィオーネの株式資本について同社に対する支配権を失うこととなり得るような変化が発生した場合、並びに(ⅱ)イー・ディストリブッツィオーネ及び／又はエネルの純資産、経済、財務又は業務の状況又は見通しが大幅に悪化した場合には、CDPにその旨通知する義務を負っている。かかる状況のいずれかが発生した場合は、イー・ディストリブッツィオーネにおいては、CDPから受けた融資を直ちに返済する義務が発生することがある。

1.9 取締役としての関係の早期終了に際して取締役に支払う報酬（公開買付けの場合を含む。）

エネルの最高経営責任者（ジェネラル・マネージャーを兼任している。）に対する報酬パッケージには、退任時の退職補償金が含まれている。これは、正当な理由のある辞任又は正当な理由のない取消及び／若しくは解任によって取締役関係が早期に終了する場合に付与される。

かかる支払に関する詳細は、適用ある法律の規定に従って当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている2024年度の報酬方針及び2023年度の支払報酬に関する報告書の第１セクションを参照のこと。

公開買付けの結果として取締役関係が終了した場合、特に補償は支払われない。

② コーポレート・ガバナンス・コードの勧告の実施及び追加情報

1. 取締役会

1.1 現在の構成及び任期

本書提出日現在、現在有効な取締役会は、2023年５月10日の定時株主総会において選任された以下の９名の取締役から構成されていた。

・パオロ・スカローニ、会長
・フラビオ・カッタネオ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
・ヨハンナ・アルビブ
・マリオ・コルシ
・オルガ・ククルッロ
・ダリオ・フリジェリオ
・フィアメッタ・サルモーニ
・アレッサンドラ・スタビリーニ
・アレッサンドロ・ゼヘントナー

パオロ・スカローニ、フラビオ・カッタネオ、ヨハンナ・アルビブ、オルガ・ククルッロ、フィアメッタ・サルモーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーは、株主である経済財務省（当該時点で当社株式資本の約23.59%を保有）により提出された候補者名簿（株主総会で株式資本の多数（約49.10%）の票数を得た。）から選任され、一方、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ及びアレッサンドラ・スタビリーニは、24の資産運用会社及びその他の機関投資家のグループ（当該時点で合計で当社株式資本の約1.86%を保有）により提出された候補者名簿（同株主総会で株式資本の少数（約43.50%）の票数を得た。）から選任された(6)。

(6) なお、2023年５月10日の定時株主総会によるエネルの取締役会の更新に際しては、コバリス・キャピタル・エルエルピー及びコバリス（ジブラルタル）リミテッドが、当該時点で合計で当社株式の約0.64%を保有する５つの投資ファンドのマネージャーとしての立場で、取締役候補者の第３候補者名簿を提出した。取締役会の任命を規定するエネルの定款に従い、この候補者名簿は株主総会で株式資本の約6.94%のみによる票数しか得られなかったため、この候補者名簿から取締役は選任されなかった。

現在の取締役会の任期は、2025年度の年次財務書類の承認をもって満了する。

上記の当社取締役の簡単な経歴は後述の「第一部－第５－３－(2)役員の状況」のとおりである。

したがって、2023年に、ミケーレ・クリソストモ、フランチェスコ・ストラーチェ、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルト、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルトで構成された前取締役会は、2022年度の年次財務書類の承認をもって任期満了となり、その任務を終えた。

1.2 選任、交代及び非常事態計画

当社の定款の規定に従って、取締役会は３名から９名の取締役により構成され、定時株主総会（定時株主総会はかかる制限に従って取締役会の人数を決定する。）により３事業年度を超えない任期で選任され、取締役は任期満了時に再任される資格を有する。

現行の法的枠組みに基づき、全ての取締役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性の要件を満たしていなければならない。さらに、取締役は、2014年５月22日開催の臨時株主総会により承認された定款の第14条の２に規定され、2015年５月28日開催の臨時株主総会により修正された追加の誠実性の要件を満たしていなければならない。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法の規定に従って、定款は、少数株主により選任された取締役が、選任予定の取締役数の合計10分の３に相当することを確保するために、取締役会全体の選任は候補者名簿投票制度に従って行わなければならないと規定している。端数が生じた場合には、上の単位に切り上げられる。

2016年５月26日付けの臨時株主総会は、当社定款に特別な規定を導入することを決議した。当該規定に従い、議決権の多数の票数を得た候補者名簿が、選任予定の取締役数の10分の７（端数が生じた場合には、下の単位に切り下げられる。）に達するために十分な数の候補者を揃えていない場合には、取締役会を構成するために必要な残りの候補者は、少数候補者名簿（かかる候補者名簿の候補者数が十分である場合）から指名されることとなる。

各候補者名簿には法律で規定された独立性要件（すなわち、上場会社の法定監査役に関して定められた要件）を満たす候補者が少なくとも２名含まれていなければならず、当該候補者を明記し、そのうちの１名を候補者名簿の最初に記載する。

株主総会の招集通知に記載されたとおり、３名以上の候補者を含む候補者名簿はまた、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとするが、これは、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守していることを確実にするためである。同法律は、2020年の更新以降、任命される取締役の少なくとも40%を、代表の少ないジェンダーに割り当てることを定めている。取締役会の選任手順に関して、当社定款は、この点に関し、投票後にジェンダー・バランスが達成されなかった場合に用いられる特定の修正機能（以下「スライド条項」という。）を規定している。

候補者名簿は、候補者を順番に掲載しなければならず、任期満了となる取締役会、又は個人としてであれ他の株主と共同であれ、規則でCONSOBにより規定された当社の株式資本の最低割合を保有する株主が、提出することができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在、最低株式保有割合は株式資本の0.5%相当である。）。候補者名簿は、取締役会の選任を決議するために株主総会が招集される日の少なくとも25日前までに、提出者が当社の本店に提出しなければならない。かかる名簿は当社により当社のウェブサイトにおいて公表されるものとし、また、取締役会の選任についての透明なプロセスを確保するため、株主総会の日の少なくとも21日前にはエネルの本店で閲覧に供される。

候補者の個人的特性及び専門的な資格証明に関する包括的な情報を記載した報告書は、法律及び／又はコーポレート・ガバナンス・コードの適用ある規定によって求められる独立性要件を満たしていることを個々の候補者が証明する記載を（該当する場合は）添付して、候補者名簿とともに当社の本店に提出されなければならず、また速やかに当社のウェブサイト上で公開されなければならない。

選任される取締役を特定するため、議決権獲得数が当該名簿を提出するために必要な割合の半分（すなわち、本書提出日現在では株式資本の0.25%）に満たない議決権獲得数の候補者名簿に記載された候補者は、考慮されないものとする。

理由の如何を問わず、候補者名簿投票制度に従って選任されなかった取締役の選任について、株主総会は、いかなる場合においても以下の点を確保して、法律により必要とされる多数決に従って決議する。

・独立性要件を満たす取締役が法律で規定された人数以上存在していること（つまり、取締役が７名以下の場合は少なくとも１名の独立取締役、取締役が７名を超える場合には２名の独立取締役を必要とする。）
・ジェンダー間のバランス

取締役の交代は、適用ある法律の規定により規制される。かかる規定に加え、定款は以下の事項を規定している。

・１名又は複数名の退任する取締役が、選任されなかった候補者も含む候補者名簿から選任されていた場合、取締役会による交代は、退任する取締役が記載されていた名簿から順番に候補者を選任することにより行われなければならない。ただし、かかる者が依然として選任される資格を有しており、かつ役職を引き受ける意思がある場合に限る。
・いかなる場合においても、退任する取締役の交代にあたり、取締役会は法律により規定される独立性要件を満たした必要な数の取締役の存在を確保しなければならず、また、ジェンダー間のバランスに関する適用ある規定を遵守していることを確保しなければならない。
・株主総会で任命された取締役の過半数が退任する場合は、取締役会全体が辞任するものとみなされ、在任の取締役は、新たな取締役会を選任するため速やかに株主総会を招集しなければならない。

業務執行取締役の承継計画に関して、2016年９月、取締役会は、指名・報酬委員会の提案を受けて、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合（いわゆる「危機管理」事例）に当社の業務が通常どおり運営されることを確保するためにとられる手順を規定することを目的とした具体的な「非常事態計画」の内容を共有した。かかる「非常事態計画」に基づき、危機管理事例が発生した場合は、以下のとおりとなる。

・取締役会会長は、最高経営責任者との関係で以前に想定されたものと同じ制限付きで、当社の経営権限を引き受けるものとし、かかる権限及びその結果発生する業務を承認するために、遅滞なく取締役会を開催するものとする。
・当社の所有構造を考慮して、早期に辞任した最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により、最高経営責任者の交代に関する具体的な指示を事前に得ることが適切であるとみなされる。かかる指示は、自律しかつ独立した判断で取締役会によって評価されることになる。
・早期に辞任した最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主が、辞任から15日以内に当該交代について指示を出さなかった場合、取締役会は、最高経営責任者の役割を委任する取締役を選任するために、特別な株主総会を開催するものとする。
・上記で最後に言及された株主総会において候補者が提出されなかった場合、又は、株主により提出された候補者のいずれもが株主総会で株式資本の多数に達しない場合には、取締役会は速やかに、当該分野を専門としたコンサルティング・ファームのサポートを得て、まずは、最高経営責任者の役割に最も適任であるとみなされる人物を選定するための候補者リストを作成することを目的としたプロセスを開始するものとし、かかる人物を選定し、その者を最高経営責任者として任命して、その者に適切な代表経営権限を委任するものとする。

2021年７月、取締役会は、管理役職のポジションの承継にふさわしい経歴の特定及び差別化を促進することをめざした、適正な人材開発計画の存在を確認した。2022年及び2023年に、「ジェントル・リーダーシップ・モデル」が広められたが、これは、将来にかけて持続可能な業績を生み出すために、福利と動機付けとを組み合わせることの重要性に基づくものである。

この関連で、2023年に、管理職の承継計画の年次管理プロセスが統合された。さらに、エネル・グループの多様性及び包摂に対するコミットメントが考慮され、こうした特徴をさらに強化する新たな選定基準が確認された。また、承継計画は、非管理職の重要な役割を追加するために拡大された。

かかるプロセスは、個人的及び専門的経歴並びに後継者が特定されたポジションに適した開発プロジェクトを見極めるための「能力管理」プロセス（例えば「メンタリング」、「ジョブシャドウイング」、「コーチング」等の採用及び選抜研修の推進）と並行して実施されている。

1.3 役割及び機能

取締役会は、当社及び当グループの持続可能な成功(7)を追求しており、当社及び当グループの戦略、組織及び統制に関するガイドラインに対して権限を有しているため、当社のガバナンス体制において中心的な役割を果たしている。その役割を考慮して、取締役会は定期的に開催され、任務の効率的な遂行を確保することに努めている。

(7) コーポレート・ガバナンス・コードの規定によれば、「持続可能な成功」とは、会社に関連するその他のステークホルダーの利益を考慮しつつ、株主の利益のために長期的価値を創造するための取締役会の行動を導く目的である。

とりわけ、法的枠組み及び取締役会自体の特定の決議（そして、特に、2023年５月に承認された決議）に従い、取締役会は、以下を行う。

・当社のコーポレート・ガバナンス制度を構築し、かかる制度が事業ニーズ及び戦略の追求に対して常に機能していることを確認するとともに、当グループのコーポレート・ガバナンス体制が適切かどうかを監視する。この観点において、取締役会が、その株式が規制市場に上場されているエネルの子会社（2023年12月31日現在、11社）のコーポレート・ガバナンスを強化するとともに、これらの全ての会社が現地のベストプラクティスに従うことを確保することを目的としたいくつかの勧告を2015年７月に承認した（その後2019年２月にさらに統合した。）。その後、2017年12月、取締役会は、当グループのコーポレート・ガバナンス制度の基礎となる一定の原則、すなわち当グループの会社が事業を行う国々の法的枠組みに準拠し、統一的に適用できるように、取締役の利益相反及び関連当事者間取引に関する共通ルールを予備的に定めた特別ガイドライン（いわゆる「コーポレート・ガバナンス・ガイドライン」）を承認した。また、2022年10月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・ガイドラインの更新を承認した。この更新は主に、EU指令第2017/828号の施行に伴いイタリア及びスペインで採用された関連当事者取引に関する新たな規制枠組み（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）にガイドラインの内容を適合させ、また、実務経験から示唆される限定的変更を加えるために行われた。
・取締役会の内部委員会（助言及び事前対応型の機能を有する。）を設置し、その委員を選任し、また、内部規則を承認することにより、かかる委員会の機能を定義する。2023年５月10日開催の株主総会後、取締役会が、2023年６月に、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関連当事者委員会、並びにコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会を再設置したことに留意されたい（かかる委員会の構成及び責任に関する分析並びに委員会により実行された活動については、「委員会」を参照のこと。）。
・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限及び行使にあたっての手続（もしあれば）を規定し、当該権限の委譲及び剥奪を行う。2023年５月に取締役会により付与された有効な権限に従い、最高経営責任者は当社の経営についてきわめて広範な権限を付与されている。ただし、法令若しくは規制の条項又は会社定款により別段の権限を付与されているもの、又は本書に記載された取締役会の決議によって取締役会に留保されているものを除く。
・法定監査役会と同様に、最高経営責任者から、その権限を行使して実施される活動に関する情報（特別四半期報告書に要約される。）を受領する。特に、当該役職の権限を行使して実施された最も重要な取引の全て（特殊若しくは異例な取引、又は取締役会に承認が留保されない関連当事者との取引の一切を含む。）に関して、最高経営責任者は、取締役会に対し、(ⅰ)当該取引の特徴、(ⅱ)関連する当事者及び当グループ会社との関係、(ⅲ)関連する考慮事項、並びに(ⅳ)その他の関連する経済、財務及び資産プロファイルについて報告する。
・関連する委員会の分析及び提案に基づき、取締役及び戦略的責任を有する経営幹部の報酬方針について決定し、現行の法律に従い株主総会に提出して承認を得る。また、かかる方針を実施する中で、当該委員会の提案に基づき、また、法定監査役会との協議に基づき、最高経営責任者及び特定の役職にあるその他の取締役の報酬を決定し、経営陣のためのインセンティブ・プランの採用を決議し、現行の法律が要求する場合、これらを株主総会の承認を得るため提出する(8)。この点に関して、取締役会が2023年３月に最高経営責任者、ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2023年報酬方針及び2023/2025年LTIプランを定めた後、2023年５月10日開催の株主総会で承認されたことに留意されたい。

(8) 特に、統一財務法第114条の２第１項の規定に基づき、当社の取締役若しくは従業員又は親会社若しくは子会社の取締役若しくは従業員のための金融商品に基づく報酬制度は、定時株主総会の承認を条件とすることに留意すべきである。

・受領した情報に基づき、当社及び当グループの組織、管理及び会計構造の適切性を評価する。かかる評価は2023年３月に実施され、直近では2024年３月に実施された。
・最高経営責任者により提案された一般的な組織構造の変更について決議する。取締役会は、2023年７月に当グループの組織構造の包括的見直しについて検討及び是認を行ったことに留意されたい。
・長期的価値の創出に関連する事項の分析結果を勘案の上、当社及び当グループの事業計画の検討及び承認を行い、その実行を定期的に監視する。それに特化した詳細なセッションで説明された2024-2026年事業計画が、2023年11月に取締役会により承認されたことに留意されたい(9)。この点に関し、当社内の現在の権限分配では、特に、取締役会が以下の事項の承認について決議するものと規定されている。
－当グループの年次予算及び事業計画（当グループ会社が作成した年次予算及び長期計画を組み込んだものである。）

－（最高経営責任者の提案により）当社及び当グループの戦略目標についても規定した戦略合意

(9) 2024-2026年事業計画の目的については、キャピタル・マーケッツ・デーのプレゼンテーション（www.enel.comのウェブサイトで公開されている。）を参照のこと。かかる事業計画は、(ⅰ)当グループのリスク／リターン・プロファイルの最適化を目指した選択的資本配分を通じて、収益性、柔軟性及びレジリエンス、(ⅱ)プロセスの簡素化、明確な責任をもって中核地域に焦点を当てたスリム化した組織、そしてキャッシュ創出を最大化し、インフレのダイナミクスと資本コストの上昇を相殺するためのコスト合理化に基づく当グループの運営の推進力としての効率性及び有効性、並びに(ⅲ)気候変動の課題に対処して価値創造を追求するための財務及び環境の持続可能性に焦点を当てたものである。

・当社及び当グループの戦略、財務書類、損益計算書又はキャッシュ・フローに重大な影響を与える取引について、関連当事者との間で実施されたもの又はその他潜在的な利益相反の性質があるものを含め、事前に検討し承認する。
特に、全ての重要な規模の金融取引（(ⅰ)当社による75百万ユーロを超える金額の借入契約の締結及び当社による社債の発行、(ⅱ)子会社による社債の発行又は借入契約の締結で、いずれも、エネルによる保証の付与が要求される場合又は取引額が300百万ユーロを超える場合、並びに(ⅲ)エネルによる子会社又は第三者のため保証を付与する場合で、いずれも、かかる保証が50百万ユーロを超える金額を対象とする場合をいう。）は、取締役会による事前承認（当社に関係する場合）又は評価（他の当グループ会社に関係する場合）が必要である。
さらに、50百万ユーロを超える金額の株式投資の取得及び処分は、同取締役会による事前承認（エネルが直接実施する場合）又は評価（他の当グループ会社に関係する場合）が必要である。
・コーポレート・ガバナンス・コードに規定された権限に従って、当社及び当グループの戦略目標に適合したリスクの性質及び水準を定めて、内部統制及びリスク管理制度の適切性についてガイダンス及び評価を提供する（当社の持続可能な成功に関連のある全ての要素を評価に含む。）。特に、取締役会は、統制・リスク委員会の意見を得て、以下の事項を行う。
－当社及びその子会社に関する主なリスク（持続可能な成功の観点から影響を及ぼす可能性のあるリスクを含む。）を正確に特定し、適正に測定し、管理し、そして監視できるように、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定し、さらに、戦略目標に沿うように、かかるリスクの企業経営との適合性の水準を決定する。この点に関して、2013年11月、取締役会が、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを特別な文書において決定し成文化したことに留意されたい（かかる文書は、直近では2023年12月に更新された。）。さらに、2023年11月、取締役会は、2024-2026年事業計画に規定された戦略目標に関連する主なリスクのかかる戦略目標に沿った当社の経営との適合性について評価した。
－当社の事業の特性及びリスクの種類を考慮して、内部統制及びリスク管理制度の適切性を、その有効性とともに少なくとも年に１回は評価する。2024年２月、取締役会がこの点で2023事業年度に関して肯定的な評価を表明したことに留意されたい。
－法定監査役会並びに内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役（エネルでは、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告に基づき、最高経営責任者がその役割を担う。）との協議に基づき、「監査」機能の責任者が作成した作業計画を、少なくとも年に１回は承認する。この点に関して、2023年２月、取締役会が同年度の監査計画を承認したことに留意されたい。
－統制制度に関与しているコーポレート機能（「監査」機能を除く。）の判断の有効性及び公正性を高めるための手段を採用する機会を評価し、適切な専門性及び人材が備えられているか検証する。
－法令第231/2001号に基づきエネル内部に設置される監督機関（「SB」）の構成を決定する（「法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル」を参照のこと。）。
－法定監査役会との協議に基づき、監査法人がマネジメントレター（もしあれば）及びEU規則第537/2014号の第11条に従った追加の報告書において記載した結果を評価する。監査法人は2022年度の財務書類（法定及び連結の両方）に関するマネジメントレターを作成しておらず、一方で、2023年５月に取締役会が、2022年度の財務書類（単体及び連結の両方）に関して実施された法定監査活動に関する追加の報告書において監査法人が記載した結果を評価したことに留意されたい。

－最高経営責任者（内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役）が取締役会会長に従って作成した提案に基づき、指定委員会の助言及び法定監査役会との協議に基づき、「監査」機能の責任者の任命及び解任を行い、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、さらに取締役会は、当該人材がその職責の遂行に十分な資質を有しているか確認する。かかる手続に従って、2014年７月、取締役会は、シルヴィア・フィオリを「監査」機能における責任者として任命し、同氏は現在も在任中であることに留意されたい。

・当グループの主要な会社の株主総会における議決権の行使について規定し、当該会社の取締役及び法定監査役を指名する。
・ジェネラル・マネージャーを任命し、関連する権限を付与する。取締役会は、2023年５月、フラビオ・カッタネオを当社のジェネラル・マネージャーとして任命したことに留意されたい。2023年の当該時点までは、かかる役職はフランチェスコ・ストラーチェが務めていた。
・最高経営責任者から受領した情報を用いて、当社及び当グループの業績全般を評価し、設定された目標の達成を定期的に検証する。
・株主及びその他当社にとって重要なステークホルダーとの対話を最も適切な方法で推進する。この関連で、取締役会はとりわけ株主総会に提出する提案を策定し、実施及び計画された活動について当該総会で報告し、株主が当該総会でなされる決定に十分な情報をもって参加するために必要な要素に関する十分な情報を得られることを確保する。

2023年及び2024年の最初の数ヶ月の間に実施されたコーポレート・ガバナンス制度に関するその他の活動のうち、取締役会が以下の事項を行ったことにも留意されたい。

・2023年３月、指名・報酬委員会の提案に基づき、また、国内及び国際レベルのベストプラクティスの入念な検討を踏まえて、最高経営責任者及び戦略に責任を負う業務執行役員の利益と株主一般の利益の一致を長期的に強化するため、これら役員が達成し、将来にわたり維持しなければならないエネル株式の最低保有水準を確認する方針（いわゆる「株式保有ガイドライン」）を採用した。
・2023年３月に、非業務執行取締役がコーポレート・ガバナンス・コードの規定する独立性要件を満たしていることを確認するために採用された基準を、とりわけ商業的、財務的又は専門的関係の重要性の評価に関して修正した。このように変更された基準は、2023年５月10日に開催された株主総会によるエネルの取締役会の更新時から適用される（かかるパラメータの詳細については、「独立取締役」を参照のこと。）。
・2023年３月に、2022事業年度についてのボード・レビューの結果を考慮し、また、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告（取締役会自体の組織規程にも明示的に規定されている内容）に沿って、指名・報酬委員会と協議の上で、新しい取締役会につき最適と考えられる規模及び構成に関するガイドラインをエネルの株主に表明した。これらのガイドラインは具体的な文書にまとめられ、同取締役会の更新のために招集された株主総会に先立ち、速やかに当社のウェブサイト上で公開された（かかるガイドラインの説明及び公表時期については「取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であると考えられる取締役会の規模及び構成に関するガイドライン」を参照のこと。）。
・2024年４月、コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第11次報告、及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会から発行体へ向けられた個別の連絡において示されたその後の勧告を検討し、本書に詳述のとおり、エネルのコーポレート・ガバナンス制度が当該勧告の内容に十分に一致していることを確認した。

1.4 機能に係る規定

取締役会の機能については、2021年２月に取締役会自体によって承認された特定の組織規程により詳細に規定されている。同規程は特に、取締役会の任務及び構成、会長及び秘書役の任務、取締役会の会議の日程、招集、開催及び議事録の作成の手続並びに取締役会の会議中に得られた情報に関する秘密保持義務について定める。かかる規程（当社のウェブサイトで閲覧に供されている。)は、取締役会の機能に関してエネル内部で長年守られてきたベストプラクティスを具体的に記載したものであり、取締役会委員会（「委員会」を参照のこと。）の構成、任務及び機能に係る規則について定めた特定の組織規程を含むその他の規則、手続及び社内方針の内容に言及している。

特に、取締役会の会議の計画及び開催に関して、前述の規程はとりわけ以下のとおり定めている。

・取締役会は、毎年最終四半期に、翌年の会議の年間予定を承認し、定期的な会議の開催を確保する。通常、取締役会の会議は、取締役会の機能が有効に実施されることを確保するため、少なくとも毎月１回開催される。また当社は、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）規則に基づき、前事業年度末から30日以内に当社のコーポレートイベントの年間予定を公表している。
・招集通知には会議の日時及び場所、議題一覧、参加手続が記載され、電子的手段による開催も可能となっている。招集通知は、取締役及び法定監査役並びにイタリア監査裁判所の受任裁判官に対し、原則として会議開催日の５日前までに送付され、緊急の場合は、通常24時間の最低事前通知に服する。議題項目に関する書類は、通常、最も関連性の高い事項を要約した文書を添付し、原則として会議の少なくとも３日前に入手可能とする。この期間は、特に重要かつ／又は複雑な書類の場合には延長され、緊急又は進行中の取引及び単なる情報の場合と同様に短縮される。特定の場合で事前に十分な余裕をもって必要な情報を提供することができない場合、会長は、秘書役の補佐を得て、会議中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう確保する。
このほかにも、取締役が十分な情報に基づいて行動することを確保するため、(ⅰ)取締役及び法定監査役が議題に関連して自ら又は第三者のために利害関係を有する可能性がある場合、かかる利害関係に関する情報を適時かつ正確に提供する義務、(ⅱ)会長が最高経営責任者と合意の上で、１又は複数の議題の討議に関連してその出席が有用であるとみなされる、当社及び／又は当社が率いる当グループの業務執行役員並びに外部顧問又はその他の者に取締役会の会議への参加を招請する権限について規定されている。
・取締役会の会議は、取締役会会長が務め、会長が不在であるか又は支障のある場合、副会長（任命されている場合）又は最年長の取締役が議長を務める。取締役会の会議が有効であるためには、在任する取締役の過半数が出席していなければならず、決議は出席取締役の絶対多数により可決され、可否同数の場合は、議長の投票により決する。
・取締役会の決議は、取締役会秘書役（又は法律により要求される場合、公証人）が作成する議事録に記載される。議事録を記録するための手順は、議事録の作成がまず当該会議の議長に、その後、最高経営責任者、その他の取締役、法定監査役及びイタリア監査裁判所の受任裁判官に共有されてコメントを求めることを想定している。コメントの期限が到来した後、議長及び秘書役が署名した議事録は、法律に基づき備置している、取締役会に係る会議及び決議の記録簿に転記される。
・取締役会の活動に関連して受領する文書及び情報について、取締役、法定監査役及びイタリア監査裁判所の受任裁判官並びに取締役会の会議に参加を招請されるその他の者及び／又は関連文書にアクセスできるその他の者は、現行の法律並びに当社が採用している方針及び手続に定める秘密保持義務に従う必要がある。

1.5 取締役会の開催

以下の表は、2023年度に開催された取締役会の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
1	1	2	2	2	1	2	0	0	1	2	1

合計　15回
平均開催時間　２時間40分

取締役会には通常、取締役全員が出席し、法定監査役及びイタリアの監査裁判所の受任裁判官も出席した。
2023年中、議題に関する文書は、取締役会の組織規程に定められた通知期間のとおりに（すなわち原則として会議開催日の３日前までに）取締役、法定監査役及びイタリア監査裁判所の受任裁判官に通例提供された。同規程の定めるところに従い、進行中の異例な取引に関してかかる通知期間の確保が不可能であった場合、会長は秘書役の補佐を得て、十分かつ詳細な情報が取締役会の会議中に提供されることを確保した。
また、2023年中、議題に関連する各種事項を担当するコーポレート機能の責任者は、常に、取締役会に出席するよう招集され、最高経営責任者の招請に応じて、議論に価値ある貢献を提供した。特に、「事務管理、財務及び統制」機能の責任者及び「法務、コーポレート、規制及び独占禁止法関連業務」機能の責任者は定期的に会議に出席し、「事務管理、財務及び統制」部門の「M&A」ユニット、「企画・統制」ユニット及び「事務管理」ユニット並びに「法務、コーポレート、規制及び独占禁止法関連業務」機能の「会社業務」ユニットの責任者も、それぞれの担当分野の議題に限ってではあるが、頻繁に会議に出席した。

1.6 会長

2023年５月、定時株主総会は、パオロ・スカローニをエネルの取締役会会長として任命した。2023年の当該時点までは、かかる役職はミケーレ・クリストモが務めていた。

会長は、業務執行取締役と非業務執行取締役との橋渡し役として行為し、取締役会の活動が効果的に機能するよう確保する。

この目的のため、会長は「機能に係る規定」に示された内容に沿って、特に、(ⅰ)会議前の情報及び会議中に提供された追加情報は、取締役がその任務を遂行するにあたり十分な情報に基づいて行為できるよう適切であること、(ⅱ)取締役会委員会の活動は、取締役会の活動と調整が取れていること、(ⅲ)最高経営責任者と合意の上で、議題の様々な事項に関して権限を有するコーポレート機能の責任者が取締役会に出席することにより、各取締役の要請にも応じ、それぞれの権限の範囲内における事項について適切かつ詳細な分析を行うことを確保するものとする。

さらに、会長は、全ての取締役及び法定監査役が、その選任後、在任中に、当社及び当社が率いる当グループの事業分野、企業の力学、適切なリスク管理の原則、また準拠すべき規制及び自主規制の枠組みに関して十分な知識を得ることを目的とした講習に参加できるよう確保する（この点については、「取締役会の導入及び更新」の記載を参照のこと。）。また会長は、ボード・レビュー過程の適切性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整を行い（その詳細は「取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であると考えられる取締役会の規模及び構成に関するガイドライン」において説明されている。）、また、取締役会がいかなる場合でも、最初の有益な会議までに、全ての株主との間の対話の経緯及び重要な内容について、確実に情報を得られるよう計らう（「エンゲージメント方針」を参照のこと。）。

会長はまた、取締役会決議が実施されたかどうかを確認し、株主総会の議長を務め、（最高経営責任者と同様に）法的に当社を代表する権限を与えられている。

会社組織（株主総会及び取締役会）の機能に関して法律、定款及び取締役会の組織規程に定められた権限に加え、会長は、(ⅰ)取締役会に対して階層に応じて報告する対象であり、会長が監督的役割を行使する当社の「監査」機能の責任者の任命、解任及び報酬に関する取締役会への提案の策定にに最高経営責任者と共同で参加し、また(ⅱ)取締役会の活動に関するコーポレート・ガバナンスの規則の適用において積極的かつ監督的役割を遂行するという職責も委ねられている。

また、最高経営責任者との合意及び調整により、会長は、機関及び当局との関係を維持する。

会長は、その活動の遂行において、取締役会の秘書役による補佐を受ける。取締役会の秘書役は、通常は当社の経営幹部から会社法及びコーポレート・ガバナンスに関する十分な専門知識及び経験を有する者が会長の提案に基づき取締役会自身によって任命されるが、秘書役を当社の外部から選定する場合であってもかかる要件は満たさなければならない。また、秘書役は、十分な組織体制に支えられ、コーポレート・ガバナンス制度の適切な機能実施に関連するあらゆる側面について、会長、最高経営責任者及びその他の全ての取締役に対し、公平な補佐及び助言を提供するものとする。

1.7 最高経営責任者

2023年５月に、取締役会はフラビオ・カッタネオをエネルの最高経営責任者として任命し、法令の規定、当社の定款、又は2023年５月に承認されたものを含む権限構造（かかる権限構造に基づき取締役会に留保される事項については、「取締役会－役割及び機能」を参照のこと。）に従って別途付与されるものを除き、当社の経営のためのあらゆる権限が付与された。2023年の当該時点まで、最高経営責任者の役職はフランチェスコ・ストラーチェが務めていた。ゆえに、最高経営責任者は、当社の経営に関する主要な責任者である。

最高経営責任者には、コーポレート・ガバナンス・コードに従って、内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役の役割も帰せられている（かかる役割に含まれる任務の詳細な記載については、当社のウェブサイトにて閲覧可能である、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを参照のこと。）。

エネルのエンゲージメント方針(10)（「エンゲージメント方針」参照）の規定に基づき、最高経営責任者は、当社の経営の最高責任者として、機関投資家に対応する権限を有する人物であり、機関投資家との会議において、自身に委ねられた経営権限の範囲内の事項に関して適切に説明を行う。

(10) エンゲージメント方針とは、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を実施するために当社が採用した、機関投資家並びにエネルの株主及び社債権者全般との対話の管理方針をいう。

最高経営責任者は、取締役会及び法定監査役会に対して、少なくとも四半期毎に、またいかなる場合にも取締役会の会議中に、業務、当社の業績の一般的な傾向及び予測可能な展開について、また、当社及び子会社により実行される、経済的、財務的若しくは財産的側面に基づく最も関連性の高い取引、又はその規模や特性に関して重要である取引について報告する。

1.8 業務執行取締役及び非業務執行取締役

当社の取締役会は、全員が十分な専門知識及び職務能力を有する業務執行取締役及び非業務執行取締役から構成される。
コーポレート・ガバナンス・コードに定められた勧告に従い、以下の取締役は業務執行取締役とみなされる。

・当社（又は戦略上重要な当グループの子会社）の会長（その者に経営権限又は企業戦略の策定に関連する権限が付与されている場合）
・当社（又は戦略上重要な当グループの子会社）において経営権限を有する取締役及び／若しくは業務執行の役職を務める取締役、又はかかる役職が当社にも関係する場合には、親会社において業務執行の役職を務める取締役

上記の分類のいずれにも該当しない取締役は、非業務執行取締役とみなされる。
取締役会が最終的に2023年５月に行った分析によると、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを除き、同取締役会のその他全ての取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナー）は、非業務執行取締役である。
非業務執行取締役の人数、専門知識、権限及び提供可能な時間は、その判断が取締役会の意思決定の過程に重大な影響を与えることができることを確保し、また経営の効果的な監視を確保するために適切である。
非業務執行取締役は、取締役会の議論に特定の専門知識を持ち込むことで、審議中の問題を異なる視点から検討し、その結果として企業の利益に合致した、合理的で十分な情報に基づく決定を採択することを促進した。

1.9 独立取締役

2023年５月、取締役会は、取締役会の構成の更新後、関係者から提供された情報その他当社が入手可能な情報に基づき、非業務執行取締役（パオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ、アレッサンドロ・ゼヘントナー）がコーポレート・ガバナンス・コードの独立性要件を満たしていることを確認し、証明した。特に会長のパオロ・スカローニについては、取締役会は、同氏がコーポレート・ガバナンス・コードの勧告第７号に示される独立性を阻害する状況のいずれにも該当しないことが明らかであることを確認し、また、会長自身が、2002年から2005年まで務めたエネルの最高経営責任者の地位に鑑みて、2023年５月10日の定時株主総会において、独立性要件を満たしていると表明しない慎重な姿勢を示していることを確認した（コーポレート・ガバナンス・コードは、この点について、当社の業務執行取締役を退任した時点から３事業年度の「クーリング・オフ」期間を定めている。）。一方、非業務執行取締役のオルガ・ククルッロが独立性要件を有していない点は、当社のリファレンス・シェアホルダーである経済財務省の役員としての彼女の地位に関連している。
したがって、独立取締役の人数及び能力は、会社のニーズ及び取締役会の良好な機能並びに関連委員会の設置にとって適切である。
取締役会は、取締役の独立性を評価するにあたり、非業務執行取締役が、当社又は当社の関連当事者との間で、間接的にせよ、現在の判断の自立性を損なう可能性がある関係を有しておらず、最近も有していない非業務執行取締役を独立取締役であるとみなした。
通常どおり、取締役会が行った手続は、それぞれの独立性を評価するために関連するとみなされる、非業務執行取締役により担われる役職及び維持される関係を記載した情報書類の検討から始まった。その後、自身の役職に関して各非業務執行取締役が実施した自己評価（該当する各取締役からの個別のステートメントの提出にも基づく。）に続き、その後、その役職が検討対象となっている構成員を順番に退席させながら、最終評価が取締役会によりまとめて行われた。

非業務執行取締役の独立性を評価するにあたり、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立性要件が欠けているとみなされる可能性のある場合を考慮し、これに関して、かかるコードの実施そのものを促す、形式よりも実質を優先するという原則を適用した。

コーポレート・ガバナンス・コードに従い、取締役の独立性を評価するために、取締役会は、(ⅰ)取締役及び当社（又は当社関係者）の間で直接又は間接的に生じ得る商業的、財務的又は専門的関係、並びに(ⅱ)当社又はその子会社若しくは支配的主体が非業務執行取締役に対して、エネルにおいて担っていた役職及び関連する取締役会委員会への参加に与えられる固定報酬に加えて支払っていた報酬（もしあれば）に適用される特定の定量的なパラメーターを参照した。

そのため、当社取締役会により2023年３月に修正された新しい定量的パラメータは、当該機会に初めて適用され、取締役就任前の３年間において非業務執行取締役が直接的又は間接的にエネル又はエネルに関係を有する当事者と商業的、財務的若しくは専門的関係を継続中であるか又は優遇を受けていたことが判明した場合その重要性を評価するために使用される。

特に、エネルの取締役に任命された時点までの関係に関しては、以下の重要なパラメータが適用される。

・商業的又は財務的性質の関係：(ⅰ)取締役が支配権を有する若しくは取締役が業務執行取締役を務める会社若しくは事業体、若しくは取締役がパートナーを務めるプロフェッショナルファーム若しくはコンサルティング会社の年間売上高の５％、及び／又は(ⅱ)同種の契約関係に起因すると考えられる相手方に対してエネルグループが負担する年間コストの５％。
・専門的サービス：(ⅰ)取締役が支配権を有する若しくは取締役が業務執行取締役を務める会社若しくは事業体、若しくは取締役がパートナーを務めるプロフェッショナルファーム若しくはコンサルティング会社の年間売上高の５％、及び／又は(ⅱ)同様の業務に起因すると考えられる相手方に対してエネル・グループが負担する年間コストの2.5％。

取締役就任後は、その委任期間中にわたり、絶対的な金額条件で明示される重要なパラメータが適用されるものとし、これは年間ベースで50,000ユーロに相当する。

追加報酬に関連する定量的パラメータに関しては、2021年２月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに基づいて非業務執行取締役の独立性を評価する目的で、(ⅰ)非業務執行取締役がエネルグループの親会社であるエネル又はその他の会社から過去３事業年度に受け取ることのできる又は受け取った追加報酬と、(ⅱ)エネルでの役職に対する固定報酬（取締役会委員会への参加に対する報酬を含む。）との間の比率の重要性の閾値を30%に設定した。

かかるパラメーター（コーポレート・ガバナンス・コードに基づき独立性要件を満たさないとみなすべきケースとともに、当社のウェブサイト上で閲覧可能な2023事業年度のコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１にも明記されている。）を超えると、原則として、該当の非業務執行取締役について、かかるコードに規定された独立性要件は満たされないこととなる。この点に関して、前述の非業務執行取締役の独立性に関する評価の間、取締役会は、かかるパラメーターはいずれも超えていないことを認識したことに留意されたい。

上記の評価の間、取締役会は、非業務執行取締役であるパオロ・スカローニ、ヨハンナ・アルビブ、マリオ・コルシ、ダリオ・フリジェリオ、フィアメッタ・サルモーニ、アレッサンドラ・スタビリーニ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーが、上場企業の法定監査役に求められる、法律（すなわち統一財務法）で定められた独立性要件を満たしていることも確認した（かかる要件は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な2023事業年度のコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１にも明記されている。）。パオロ・スカローニ会長に関しては、取締役会は、2002年から2005年までエネルの最高経営責任者を務めていたことが、統一財務法で規定されている独立性の要件に影響しないことを確認している。一方、非業務執行取締役であるオルガ・ククルッロは、当社のリファレンス・シェアホルダーである経済財務省の幹部としての役割に関連し、独立性要件を有さない。

2023年６月、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性評価のために潜在的に関連し得る関係について取締役会自体が知ることを可能とする透明な評価手続に従い、コーポレート・ガバナンス・コードで勧告された基準を正しく適用したことを証明した。

なお、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードが定める独立取締役の要件を満たしていないこと、及び独立取締役自身からその旨の要請がないことを考慮し、これまでのところ、取締役から筆頭の独立取締役を選任していない。

2023年12月、独立取締役は、コーポレート・ガバナンス・コードに付属する質問及び回答に記載されたガイダンスに従い、独立取締役のみによる、会長が出席しない臨時取締役会を開催した。この会議では、取締役会及び会社経営陣の機能に関する主要な問題に焦点が当てられた。この文脈において、独立取締役はまず、取締役会の任期開始以降に開催された様々な取締役会委員会の会合が、討議される問題に関して事前の完全なサポートを確保するために特定された経営陣（及び必要に応じて外部コンサルタント）がどのように参加しているかに注目した。より一般的に、そして満場一致で、独立取締役は、取締役会及びその取締役会委員会が組織的に最適に機能していること、並びに最も重要な戦略及び経営問題に関して取締役が全面的に関与していることを強調した。こうして、会社経営、経営の質、並びに取締役会及びその取締役会委員会内に形成された最適な風土に対する全般的な評価が表明された。この風土により、全ての参加者の意見を尊重しながら、関連業務を円滑かつ穏やかに、知識に基づき責任をもって実施することが可能となった。したがって、卓越した経営及び継続的な改善の観点から、一方では取締役会の組織規程に定められた期限内に定期的に文書化されたものを受け取ること、また他方ではエネルに関連する技術革新課題に関するより詳細な情報を常に受け取ることが重要である点が独立取締役から指摘された。

1.10 取締役の役職就任数制限

取締役は、重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はこれらと同等の職位）として務める役職の数及び性質、並びにその他の機能又は専門的活動及びそれに関連して務める役職で求められる関与のいずれもを考慮し、任務を真摯に遂行するために必要な時間を費やすことができるとみなした限りにおいて、その役職を引き受け、かつ維持する。

この点に関し2006年以降、取締役会は、取締役がエネルの取締役会における職務を効果的に遂行するために十分な時間を取れるよう、また、取締役が取締役会の下に設置された委員会に参加できるよう考慮し、取締役が重要な規模の他の会社において取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることができる役職の最大数に関する方針（直近では2020年２月に更新された。）を承認したことに留意されたい。

かかる方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、その内容を主なプロキシーアドバイザーがこの点に関して策定したベストプラクティスに合わせており、以下の種類の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務める役職を重要であるとみなしている。

a)イタリア又は外国の会社で、規制市場に株式を上場している会社

b)イタリア又は外国の会社で、規制市場に株式を上場していないが、保険、銀行又は金融の分野で事業を行っている会社

c)上記a)及びb)に特定される以外のイタリア又は外国の会社で、直近の承認済みの単体又は連結ベースの財務書類に基づき6,600百万ユーロを超える資産及び／又は7,600百万ユーロを超える収益を有する会社

取締役会が採用した方針は、エネルの取締役及び重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）のいずれもにおいて、関与する各人が遂行する職務に関する関与（関連する計算からエネルの子会社及び関連会社において遂行する職務を除く。）に応じて、役職数に区分された制限を設けている。

エネルの最高経営責任者は、エネル・グループに属さない重要な規模の他の会社で自身以外のエネルの取締役が最高経営責任者を務めているところの取締役の役職を兼任してはならないと明示的に定められている（したがって、いわゆる「兼任重役制」を禁止している。）。

さらに、この方針に従って、重大かつ正当な支障がない限り、取締役は、取締役会及び当該取締役の参加する委員会の会議の少なくとも90%に出席することを約束する。

上述の方針に従ってエネルの取締役が提供した情報に基づき、かつ2024年２月に在任取締役会が実施した調査を考慮すると、エネルの取締役が現在、重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めている役職の数は、当該方針で設定された制限に適合している。

1.11 取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であると考えられる取締役会の規模及び構成に関するガイドライン

取締役会は、組織規程に定められた規定に基づき、指名・報酬委員会の予備的な支援を得て、その活動の有効性及び個々の委員の貢献を定期的に評価し、その実施を監督する自己評価プロセスを用いている。

具体的には、取締役会は、上述の委員会の支援を得て、取締役会自体及びその委員会の規模、構成及び実際の機能を毎年評価するとともに、戦略の定義及び経営成績の監視において取締役会自体が果たした役割並びに内部統制及びリスク管理制度の適切性を考慮する。

自己評価は、取締役会の任期中に様々な方法で行うことができ、独立したアドバイザーが支援する。後者の独立性を維持するために、自己評価プロセスをサポートする同一のコンサルタント会社を連続する３年を超えて指名することはできない。

取締役会会長は、秘書役の支援を得て、自己評価プロセスの適切性及び透明性を確保し、この目的のために指名・報酬委員会と調整する。

取締役会は、自己評価の結果を踏まえ、取締役会の更新の都度、取締役会の構成を質的及び量的に最適と考えるためのガイドラインを株主に示している。

2023事業年度末及び2024年の最初の２ヶ月間、取締役会は、エリック・サーモン・アンド・パートナーズ・エスアールエル（この分野に特化したコンサルティング会社であり、2022年初め以降エネル・グループとの業務上の関係はなくなっているネットワークに属している。）の補佐を得て、コーポレート・ガバナンスの国際的なベストプラクティスに準拠し、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき採用された、取締役会それ自体及びその委員会の規模、構成及び機能の評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した。当該ボード・レビューは、2004年以降、取締役会により毎年実行されてきた同様のイニシアチブを踏襲している。

2023事業年度に関して、2018年から既に行われているとおり、ボード・レビューは取締役会のみならず、法定監査役会についても検討した（法定監査役会に関するかかる活動の方法及び結果については、「法定監査役会－法定監査役会の機能評価」を参照のこと。）。さらに、例年と同様に、ボード・レビューは「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、取締役会の全体としての機能だけでなく、各取締役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実行された。

取締役会に関するボード・レビューは、最初に、各取締役により記入された質問表（基本的に取締役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）を用いて行われた。質問表から発生した最も重要な問題、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各取締役の参加度合いの両方について徹底的な分析を行うために、その後にコンサルティング会社による個人面接が行われた。法定監査役会の議長、取締役会の秘書役、並びに「事務管理、財務及び統制」機能、「監査」機能、「法務、コーポレート、規制及び独占禁止法関連業務」機能並びに「人及び組織」機能の各責任者も、追加の適正な視点で評価過程を充実させるため、取締役会及びその委員会の全体的な機能の監視役として、当該活動に関与した。指名・報酬委員会は、取締役会の組織規程及び委員会自体の組織規程に基づき、取締役会の全体的なボード・レビュー過程を参照し、予備的及び監督的機能を遂行した。

特に、質問表及び面接は、(ⅰ)取締役会及びその委員会の規模及び構成、(ⅱ)取締役による自己評価も踏まえた、取締役会の経験及び専門知識の確認、(ⅲ)企業戦略の決定並びに内部統制及びリスク管理制度の効率性及び有効性に関する確認等、主要な問題に関する取締役会の有効性、(ⅳ)とりわけ情報フローの完全性及び迅速性、議事録の質、並びに取締役会事務局及び経営陣トップによるサポートに関する取締役会会議の組織及び運営、(ⅴ)当社及び当グループの戦略及びビジネスモデルにおける持続可能性原則の実施並びに取締役会で持続可能性の問題に払われる注意（特に、エネルギー移行及びその影響を含む。）、(ⅵ)取締役会の議論及び採用された意思決定プロセスの推進力、(ⅶ)特に会長及び最高経営責任者に注目した、取締役の役割及び責任、(ⅷ)委員会の構造及び機能並びに取締役会のサポート業務の有効性、そして(ⅸ)各取締役の貢献についての相互評価に関するものであった。

なお、個々の取締役が実施した自己評価、及び当社のウェブサイトに掲載されている各取締役のカリキュラムに記載されている内容に照らして、「スキル・マトリックス」スキームがコンサルタント会社によって作成された。これは、エネルが2020年から開始したコーポレート・ガバナンスのベストプラクティスに沿ったものであり、当社のウェブサイト上で閲覧可能な2023事業年度のコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書の導入部分に記載されている「取締役会及びその委員会の構成」にも記載されている。

ボード・レビュー過程において、コンサルティング会社はまた、エネルの取締役会の機能を一定の国際的なベストプラクティスと比較する分析、並びに取締役会の規模及び構成に特有の問題に関して、イタリア内外の上場会社の選考パネルによるベンチマーク分析の両方を行った。

2023年５月10日に開催された定時株主総会において任命された取締役会の任期の１年目である2023事業年度のボード・レビューの結果では、エネルの取締役会及び委員会の機能について前向きな評価が総合的に強調されており、コンサルティング会社によって確認されたとおり、エネルの取締役会及び委員会がコーポレート・ガバナンスに関する国内外のベストプラクティスに従って効率的かつ透明性をもって機能していたことを実証した。

多くの取締役にとって、エネルのような大規模な多国籍企業グループの取締役会の一員となるという革新性、また、相互に知るためには時間が経過していないこと、これまでに開催された取締役会の回数が限定的であること（また、一方明確な導入プログラムがあること）を考慮しても、各取締役が得たスキルや経験を共有することを通じて価値ある貢献をしたいという願望を伴って、常に参加していることがうかがえる。全体として、取締役らが、エネルギー移行シナリオにおいてエネルが直面する課題を解決するために協力し合えることが明確に見受けられる。

以下の強みは、コンサルティング会社が行った分析により浮かび上がったものである。(ⅰ)結束及び協力の精神とともに、全取締役による強いコミットメント、参加及び関心の空気が形成されている。(ⅱ)取締役会活動の遂行において、取締役から真剣さ、良識及び献身が感じられる。(ⅲ)量的な見地からは、議論を円滑に進めるために取締役の人数は最適であると考えられる。(ⅳ)経営者、専門家及び学識経験者が公平に配置され、スキルミックスのバランスが取れている。(ⅴ)業務執行取締役と非業務執行取締役の男女構成及び役割分担が適切かつ公正であると考えられる。(ⅵ)導入プログラムが質の高いものであると考えられる。(ⅶ)役割分担を尊重しながら優れたバランスを見出した会長及び最高経営責任者が、取締役会の業務を非常に効果的に管理している。(ⅷ)委員会が実施した活動の質及び委員会による取締役会の活動へのサポートが、満場一致で賞賛される結果となったことが確認された。(ⅸ)取締役会の秘書役による支援及び「コーポレート業務」全体が非常に高く評価されていることが確認された。(ⅹ)リスク管理制度は有効であると認識されている。(ⅺ)事業計画は十分に明瞭化されており、数回の会議で深く議論されている。(ⅻ)また、取締役会及び委員会の業務に対する経営陣の貢献は有益であると考えられる。

加えて、コンサルティング会社が行った分析により、取締役会の任務の遂行をより効果的にする上で着目すべきいくつかのテーマが挙げられた。この点については、とりわけ以下に留意されたい。(ⅰ)継続的なプログラムの構成による導入活動の推進の重要性、(ⅱ)取締役会会議において、サイバー・セキュリティ及び技術革新の問題に（取締役会委員会がこの点に関して実施している予備的な活動に加えて）より多くの時間を割く必要があり、また特別な導入セッションを設ける必要もあること、(ⅲ)関係する最高経営責任者に関しては「非常事態計画」において、関係する経営陣に関しては継続性において、承継計画の特徴及び方法論的枠組みを実施されている手続の適切性の分析とともに掘り下げる必要性、(ⅳ)取締役が当グループに関する知識を深めやすくするために、エネルの主要なオフィスで取締役会を開催する機会を設けること、(ⅴ)独立取締役間で追加の会合を開催する機会に関する評価（かかる会合は非公式であることから、取締役会で議論されているトピックに精通することが可能となる。）。

さらに、2022事業年度に関するボード・レビュー（2023年２月に完了した。）の結果を考慮し、かつコーポレート・ガバナンス・コードの勧告事項（自社の組織規定にも明示されている。）に沿って、2023年３月、任期が満了した取締役会は、指名・報酬委員会と協議の上、最適であると考えられる取締役会の規模及び構成に関するガイドラインをエネルの株主に対して表明したことに留意されたい。これらのガイドラインは、具体的な文書にまとめられ、2023年５月10日に取締役会の更新のために招集された定時株主総会に合わせ、当社のウェブサイトで速やかに公開された。特に、取締役候補者名簿の提出に関心を持つ株主が内容を十分に検討できるよう、ガイドラインの公表時期は、株主総会招集通知発行の約25日前が適切であると判断された。

これらのガイドラインは、取締役会が自ら承認した多様性方針（その内容については、「取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置」を参照のこと。）に定められた基準を考慮し、かつ当社の部門特性に照らして、取締役会内における様々な役職に必要と考えられる管理者及び職業上の経歴及び能力の特定を目的としている。

また、これに関しては、2023年５月10日の定時株主総会の招集通知及び取締役の選任に関する議案の説明書のいずれにも、選任される取締役の半数を超える数の候補者を含む候補者名簿を提出しようとする株主に対し、候補者名簿自体とともに提出する書類において、任期満了となる取締役会により表明されたガイドラインを候補者名簿が遵守していることについて適切な情報を提供し、取締役会会長の候補者を示すよう求める特別な案内が記載されていたことに留意されたい。

1.12 取締役会の導入及び更新

取締役会の組織規程に含まれる規定に基づき、会長は、秘書役の支援を受けて、全ての取締役及び法定監査役が、選任後、在任中に、適切なリスク管理の原則並びに参照規制及び自主規制の枠組みだけでなく、当社及び当社グループが事業を行っている事業部門、企業のダイナミクス及びその進化（持続可能な成功を追求する観点も含む。）についての十分な知識を取締役及び法定監査役に提供することを目的としたイニシアチブに参加できることを保証する。

この点について、2023年５月10日に開催された定時株主総会において取締役会の任命が決議された後、取締役会全体の構成の更新後、当社は、当グループが事業を展開する事業セクターに加えて事業ダイナミクス及びその展開、市場動向及び関連規制枠組みに関する適切な知識を取締役に習得させることを目的とした特別な導入プログラムを編成し、これに法定監査人も関与した。

2023年に、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンス、電力システム全般の構造及び運営、並びに当グループの事業ライン（すなわち、「エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション」、「グローバル・エネルギー・アンド・コモディティ・マネジメント・アンド・チーフ・プライシング・オフィサー」、「エネル・グリッド」、「エネルＸ・グローバル・リテール」）及び「人及び組織」のスタッフ機能についての理解を深めるため、いくつかの導入セッションが開催された。また、2024年２月に気候変動に特化した導入セッションが開催された。

1.13 取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置

取締役会の構成に関して、エネルは、取締役の専門的能力及び職務経歴について十分なレベルを確保することを第一の目的として、ジェンダーにも基づくいくつかの多様性に関する基準を設けている。特に、2018年１月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会並びに指名・報酬委員会の提案に基づいて、統一財務法が定める規定を実施する際に、取締役会自体の最適な構成としては何が求められるかを説明した多様性方針を承認した。これは、取締役会が議論の対象となる問題を異なる視点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で遂行することを目的としている。

かかる多様性方針を策定するに際して、取締役会は、多様性及び包摂は、エネル・グループのような多国籍グループの事業文化の２つの基本的な要素であるとの認識から進めた。特に、当社の持続可能な成功の基礎としての多様性の価値評価は、当グループの従業員並びにエネルの取締役及び法定監査役の双方にとって、基準となる枠組みとなっている。

多様性の種類及び関連する目的に関して、前述の方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、以下のとおり表明している。

－概ね、取締役は非業務執行職であるべきで、法律及びコーポレート・ガバナンス・コードで定められた独立性要件を満たしていなければならない。最善の構成は、とりわけ、過半数が独立取締役であるということをもって特徴づけられる。

－ジェンダー間のバランスについて定めた法律の規定が効力を失った場合であっても、選任に際しても、任期中についても、取締役の３分の１以上が代表の少ないジェンダーの取締役で構成されることを確保することが重要である。

－当グループの国際的な特性を考慮し、３分の１以上の取締役が十分な国際的な経歴を有する者であることを確保するべきである。ここで言う国際的経歴は、意見の標準化や「集団思考」の形成を防ぐ上でも重要であり、各取締役が国際的な場で遂行する経営的、専門的、学術的又は機関的活動の基準に基づいて評価される。

－経営陣の継続性及び更新のより良いバランスを確保するために、取締役会内で異なる年齢及び年功構成がバランスよく組み合わされていることが確保されるべきである。

－非業務執行取締役は、上述の方針で特定された多様性並びに補完的な経歴及びスキルが混合するよう、経営的、専門的、学術的及び／又は組織的経歴を備えた者で構成されるものとする。さらに、会長及び最高経営責任者が異なる役割を果たすことを考慮し、この方針では、それぞれの業務を効率的に遂行する上でより適切な能力、経歴及びソフトスキルについて説明されている。

多様性方針の実施方法に関しては、エネルの所有構造を勘案して、これまでの数回の更新に際して、取締役会は自ら候補者名簿を提出することを放棄してきたことに留意されたい。これは、株主から問題なく納得いく候補者が提示されてきているからである。したがって、この方針は主に取締役会全体が更新される場合、株主が提出する候補者の方向付けを行って、かかる状況において、上述の様々な多様性の基準に沿って、取締役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益が十分に検討されることを確実にすることを目標としている。

この点に関して、2022事業年度の財務書類の承認をもって任期が満了した取締役会は、2023年５月10日に開催された定時株主総会による取締役会の更新を考慮して、取締役会の最適な規模及び構成に関するガイドラインを株主に提供する際、多様性方針において定められた基準を明示的に考慮したことに留意されたい。

前述の株主総会で選任された取締役会の構成は、各種多様性に関する方針の目標にかなっている。

指名・報酬委員会はまた、組織規程によって定められたケース（かかるケースの詳細な説明は、「委員会－指名・報酬委員会－任務」を参照のこと。）において取締役会に取締役に就任する候補者を提案することを求められたときには、株主から提出された提案（もしあれば。）を検討して、多様性方針の規定についても考慮する。

さらに、エネルは既に長期間にわたって、結果と影響を測定するリスニングの取組みや行動を通じて、包摂的な職場環境及びジェンダーにかかわらない効果的な待遇及び機会の均等を組織全体で推進することに尽力してきた。

男女平等に関して時間をかけて開発された措置は、組織における女性のキャリアパスの全段階（すなわち、採用からエンパワーメントや、責任ある地位での成長までに関するものである。子育て、介護、慢性疾患及び精神の脆さなど、ジェンダーに関係なく、人生の特定の瞬間に生じ、仕事に影響を及ぼす可能性のある必要性には特に注意が払われる。また、各個人の独自性の認識に基づいて、包括的で偏見のない行動を組織内で普及させるために特別な措置が講じられている。

2023年には、あらゆる組織レベルにおいて、人々の包摂、状況における包摂性及び公正さ並びに包摂的な行動に関する認識を調査するグローバルなリスニングの取組みも開始された。この取組みは、包摂性と多様性の評価に関する問題について実施された措置の有効性を認識することにも焦点を当てたものであった。

エネルのジェンダー平等へのコミットメントは、国連グローバル・コンパクトと国連女性機関が推進する、事業における女性のための平等な労働環境の確保を目的とした７つの原則である「女性のエンパワーメント原則」の遵守により、2015年に正式に表明された。同年、エネルは「多様性及び包摂」に関する具体的な企業方針を採用した。

かかる方針は、差別の撤廃、あらゆる種類の多様性に対する機会の平等及び尊厳の平等、包摂並びにプライベートの生活と職場での生活のバランスを基本原則として掲げている。かかる方針は現在も、とりわけジェンダー、年齢、国籍及び障害の有無に関して、当グループの全てのプロファイルにおいて多様性を促進し、企業組織において包摂の文化を広めることの重要性を確認することを目指した具体的な取組みを奨励し、「多様性と包摂」に関連した当グループの活動を導く上での基準点となっている。

特に、ジェンダー間の機会均等を促進するために、当該方針は以下を目標とした具体的措置を特定している。

－人事的「配置」及び「選考」のプロセスにおいてジェンダー間の公正な配分を確保する。これによって、過去数年にわたり外部からの候補者の中での女性の割合が持続的に増加しており、2023年には50%を超える水準に達した。

－いわゆるSTEM（すなわち、科学、技術、エンジニア、数学）学部での女性の修学を促進するプログラムを構築する。この点に関しては、エネル・グループが業務を行っている主要な国で進行中の数々のプロジェクトに加えて、世界的な「バック・トゥー・スクール」プロジェクトに注目すべきであり、これに関わる女性大学生の全体数はここ数年で着実かつ顕著に増加している。

－エネル・グループが業務を行っている全ての地域において実施されている「ペアレント・プログラム」などの特別な取組みを通じて子育ての経験を向上させる。産前産後休暇の日数に関する世界的な最低基準の制定を行っていることに留意されたい。

同じくジェンダーの多様性に関して、給与の公平性及び管理職に就く女性の成長を促進するための具体的な措置が実施されており、地域レベル及び世界レベルで女性のエンパワーメントを支援するイニシアチブも推進されている。かかる取組みの結果、2023年に管理職の承継計画に占める女性の数も着実に増加した。この観点から、当グループの2023年LTIプランには、2025年末時点の管理職の承継計画に占める女性の割合に関する特別業績目標が含まれていることにも留意すべきである。

プライベートの生活と職場での生活の間の柔軟性及び統一を促進することを目的として、当グループが業務を行っているほぼ全ての国で数年前からスマート・ワーキングも実施されており、2020年からは遠隔地で行うことができる活動を担当する全従業員に拡大され、2023年には約36,000名の従業員がスマートワークと常駐勤務を交互に繰り返すハイブリッドモードで働くようになった。

近年、コミュニケーション・キャンペーン及びその目的のための世界的及び地域的なイベントを通じて、各レベル及び各組織で包摂の文化を普及し強化するための啓発活動も強力に展開されている。特に、当グループが業務を行っている全ての国で偏見の問題に関する啓発キャンペーンが2023年に再開した。

職場におけるハラスメントの防止に関しては、2019年に「グローバル・ワークプレイス・ハラスメント・ポリシー」が発行され、2020年に「ハラスメントに対する声明」が公開宣言されたことに留意されたい。これらの文書は、機会均等及び無差別の原則を想起させ、個人の尊厳を保護し、組織内の福利を促進することにますます注意を払うようになっている企業状況の中で、各人の精神的・身体的な統合性、名誉及び個性を尊重することの重要性を強調するものである。

2022年に当グループが業務を行っているいくつかの国々で署名された覚書である「人に関する規約」において、健全で、安全で、刺激的かつ参加型のビジネスエコシステムにおける個人の中心性が、強調されている。

「多様性及び包摂」の観点から達成された結果は、様々な種類の「主要パフォーマンス指標（KPI）」に基づいて測定され、エネル・グループが業務を行っている全ての国を対象とした報告書が四半期毎に作成されている。当グループの持続可能性計画には複数のKPIが含まれ、選考プロセスにおける女性の割合、「STEM」に関する啓発活動に参加する女性大学生数、管理職及び中間管理職における女性の割合、並びに管理職の後継者育成計画における女性の割合に関して目標を定めている。

これらの問題に関するグローバルな指導及び調整は、「人及び組織－人のエンパワーメント」機能によって行われている。

1.14 報酬

株主総会は、取締役の報酬を決定する。指名・報酬委員会の提案に基づき、また法定監査役会との協議に基づき、取締役会は、取締役会内に設立された、助言及び提案の機能を有する委員会の委員に対する追加報酬を設定する。会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの報酬の合計も、指名・報酬委員会の提案及び法定監査役会との協議に基づいて取締役会により決定される。

当該報酬は、取締役会が透明性のある手続を通じて作成し、株主総会に提出し承認を得る、取締役、法定監査役及び戦略的責任を負う執行役員に対する報酬方針に従って決定されている。2023年の報酬方針は、当社の持続的な成功の追求に機能するものであり、当社での役割に必要なスキルと専門性を備えた人材を惹きつけ、維持し、意欲を高める必要性を考慮している。かかる方針の内容については、当社の登録事務所及び当社ウェブサイトにて公開されている、2023年報酬方針及び2022年に支払われた報酬額に関する報告書の第１部を参照のこと。

2023事業年度に取締役に支払われる報酬の構造及び金額の詳細に関しては、適用ある法律を遵守して当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている、2024年報酬方針及び2023年に支払われた報酬額に関する報告書の第２部を参照のこと。

2. 委員会

2.1 組織及び機能に係る規則

取締役会は、以下の４つの委員会を取締役会内に設置した。

・指名・報酬委員会
・統制・リスク委員会
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会
・関連当事者委員会

したがって、報酬及び指名に関する責任（指名に関してはこれまではコーポレート・ガバナンス委員会に委ねられていた。）は、同一の委員会に共同で委ねられたことに留意されたい。かかる統合は、コーポレート・ガバナンス・コードに明確に規定された勧告に従い、両委員会について規約に規定された組織要件を遵守し、また関連する任務が効果的かつ効率的に実施されることを確保する。

取締役会の承認した特別組織規定（当社ホームページに掲載）にこれらの上記の委員会の構成、任務及び機能が定められている。委員会の構成は、取締役会が、関係するメンバーの能力及び経験を十分に考慮し、役職の過度な集中を避けるために決定する。

特に、組織規定は以下を定める。

・指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、非業務執行取締役から構成され、その過半数（委員長を含む。）は、独立取締役である。
・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、過半数が独立取締役で構成されている。
・関連当事者委員会は、全員独立取締役で構成されている。

任務の遂行にあたり、委員会は各任務の遂行に必要な情報及び会社の機能へアクセスする権限を与えられており、各委員会について取締役会により承認された予算の範囲内であれば当社の費用で外部のコンサルタントを利用することができる（外部コンサルタントを利用する際に予算制限を受けない関連当事者委員会を除く。）。この点に関して、指名・報酬委員会が報酬方針に関する市場慣行について情報を取得するために外部コンサルタントを利用することを決定する場合、報酬委員会は当該コンサルタントが自己の判断の独立性を実質的に損なう可能性のある状況にないことを事前に確認する一方、関連当事者委員会は、独立性、利益相反がないこと、及び委員会が意見を述べることになる取引におけるコンサルタントの対象事項に関する専門能力を事前に確認することに留意されたい。

各委員会は、秘書役１名を選任するが、その者は委員の１人である必要はなく、秘書役には議事録を作成する職務が割り当てられている。指名・報酬委員会、統制・リスク委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の各委員長は、委員会の会議後最初の取締役会会議において、取締役会に対し、各委員会により各会議で議論された事項を報告する。

各委員会の会議には、法定監査役会の議長又はその他の指名された法定監査役が出席するものとし（他の正規の法定監査役も出席する資格がある。）、また、該当する委員会の委員長の招請により、他の取締役、当社の業務執行者又は委員会の任務遂行を支援することがある第三者の代表者も会議に出席することができる。統制・リスク委員会の会議には、通常、「監査」機能の責任者も出席し、指名・報酬委員会の会議には、通常、「人及び組織」機能の責任者も出席する。いかなる取締役も、取締役会に提出される自身の報酬に関する議案を決議するために招集された指名・報酬委員会の会議に出席してはならない。ただし、取締役会内に設立された委員会の委員全員に関係する提案についてである場合は、例外とする。

会議の招集、開催、議事録作成に関しては、上記の各種委員会の組織規程に規定されている。

・会議の日時及び場所、議論される議題のリスト、並びに参加手続（電磁的方法による場合もある）が記載された招集通知は、原則として、各委員会の委員、正規の法定監査役その他出席を要請された者に、少なくとも会議開催日の３日前までに、緊急の場合は通常24時間前までに送付される。議題に関する文書は、通常、招集通知と同時に提供される。この点に関して、2023年には、様々な委員会の会合で事前通知期間が概ね守られたことに留意されたい。実際には、招集通知の送付と同時に議題に関する文書を提供することができなかった場合が稀に存在したが、そのような場合には各委員会の委員長が会合中に十分かつ詳細な情報が提供されるよう徹底した。
・会議の議長は、委員会の委員長が務めるが、当該委員長が不在であるか又は支障のある場合には、最年長の委員が務める。会議が有効に行われるためには、在籍するメンバーの過半数が出席しなければならない。決議は出席者の絶対多数によって採択され、可否同数の場合は議長の決するところによる。この点に関し、関連当事者委員会の委員の１名又は複数名が関連当事者との取引の相手方である場合に関連当事者委員会の会合に適用されるいくつかの具体的な規定は、関連当事者との取引に関する特定の会社手続の中に記載されている。
・各委員会の会議は、議事録に記録され、会議の議長及び秘書役が署名し、秘書役が時系列に保管する。

2.2 指名・報酬委員会

構成

2023年、指名・報酬委員会は、５月まで、アルベルト・マルキ（委員長）、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びアンナ・チアラ・スヴェルトから構成され、全員が独立取締役としての資格を備えていた。2023年５月10日に開催された定時株主総会による取締役会の更新及びそれに続く2023年６月の取締役会委員会の再設置に伴い、指名・報酬委員会は、委員長を含む多数が独立取締役としての資格を有する以下の取締役、すなわち、アレッサンドラ・スタビリーニ（委員長）、ヨハンナ・アルビブ、オルガ・ククルッロ、ダリオ・フリジェリオ及びフィアメッタ・サルモーニにより構成されている。取締役会は、前任のアルベルト・マルキ及びチェザーレ・カラリ、並びに現任のダリオ・フリジェリオが、財務事項における十分な知識と経験を有していることを確認した。

任務

指名・報酬委員会は、一方では取締役会自体の規模及び構成について、他方では業務執行取締役及び特殊な職務を担うその他の取締役並びに戦略的責任を負う執行役員の報酬について、その評価及び決定に関して、適正な調査を通じて、取締役会を補佐する責任を有している。

特に、2021年２月に最後に改正された組織規程に従い、指名・報酬委員会は以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下を行う。

・ボード・レビュー過程を作成し、当該分野に特化した企業の任命に関する取締役会への提案、プロセス自体のモダリティの定義及びタイミングフレームの策定を行う。また、委員会は、その後の取締役会による共有を考慮して、担当会社が作成した報告書に要約されたボード・レビューの結果を検討し、その業務の範囲内の問題に関する意見及び／又は提案を策定する。これらの活動を実行する際、委員会は取締役会会長と連携して行動するものとする。取締役会会長は、この目的のために委員会会議にも出席することができ、取締役会秘書役の支援及び委員会自身の支援を受けて、ボード・レビュー過程の適切性及び透明性を確保する責任を負うものとする。

・取締役会及びその委員会の最適な規模及び構成について取締役会に意見を述べ、取締役会に参加させるべきと考える管理職及び専門家の経歴を持つ者を推薦する。

・当社の取締役としての効果的な業務遂行と両立すると考えられる重要な規模の他の会社において取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることのできる役職数の上限に関する方針を内容とする提言を取締役会に行う。

・以下の場合につき、株主から受領する可能性のある提案を考慮の上、取締役候補者を取締役会に提示する。

－現任の取締役会が選任を行う場合

－取締役会の更新が行われる場合で、株主から提出された候補者名簿から必要な人数の取締役を選任できない可能性があり、そのため、任期を終了する取締役会が株主総会に提出される追加の候補者を自ら表明する可能性があると予想される場合

－取締役会の更新が行われる場合で、任期を終了する取締役会が定款に定められている、自ら候補者名簿を提出する権利を行使することを決断した場合

・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、最高経営責任者の通常の任期満了前の早期退任の際に、当社の適切な経営を確保するためにとられるべき行動を規定した非常事態計画の作成（必要に応じて更新）にあたり取締役会を補佐する。

・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、退任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供された意見を全て考慮した上で、新最高経営責任者の指名を取締役会に対して提案する。

同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下の任務を行う。

・取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針の草案の作成について取締役会を補佐し、かかる戦略的責任を負う執行役員に関して採用された方針の実施について最高経営責任者から提供された情報に基づき、かかる方針の適切性、全体的な一貫性及び実質的な適用を定期的に評価する。

・業務執行取締役及び特定の役職を務める他の取締役の報酬並びにかかる報酬の変動部分に関する業績目標の特定についての提案を取締役会に提出し、又はこれらに関して意見を述べ、取締役会が採択した決議の実行を監視し、とりわけ、業績目標の実際の達成を確認する。

・財務書類の承認のために招集される定時株主総会のために公表される報酬方針及び支払われた報酬についての報告書を予め検証する。

さらに、報酬委員会としての権限により、任務の範囲内で、同委員会は、経営陣向けに、適当な能力及び経験を有する人材を惹きつけ、動機付け、帰属意識を生み出し、価値の創造のための恒常的かつ永続的な努力を確保することを目的として着想されたインセンティブ制度（株式に基づくプラン（もしあれば）を含む。）の実行の策定及び監視に中心的な役割を果たす。

コーポレート・ガバナンス・コードにより勧告された任務に加え、指名・報酬委員会は、最終的に、当社の経営資源の将来性の育成、才能ある人材の採用及び大学での関連イニシアチブの促進において、最高経営責任者及び関連する会社の機能を支援する任務を遂行することができる。

2023年度の当委員会の活動

以下の表は、2023年度に開催された指名・報酬委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	3	0	1	0	2	0	1	1	2	1

合計　　14回
平均開催時間　　２時間15分

全委員（並びに法定監査役会議長及び多くの場合他の正規法定監査役）が通常どおりに出席した上記の会議において、指名・報酬委員会は（当社の費用で）外部の独立コンサルタントの助力を得て、以下の主な活動を行った。

同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下を行った。

－2022年中に採用された報酬方針の適切性、総合的な整合性及び有効な適用について評価を行った。

－2023年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針について提案を策定し、2023年の報酬方針及び2022年に支払われた報酬に関する報告書の草案を作成した。

－2023事業年度の(ⅰ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対するMBOプラン(11)、並びに(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対するLTIプランについて、並びに受益者に対する基準額の支払に関連する方法及び時期について提案を策定し、既存のインセンティブ・プランに基づく業績目標の達成水準を確認した。

(11) MBOプランとは、当社の最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期的なインセンティブ・プランをいう。

－最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び主要経営責任者に適用される「株式所有ガイドライン」案を策定した。

－2023年の報酬方針及び2022年に支払われた報酬に関する報告書、並びに最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2023年LTIプランについての株主総会の投票の結果を分析し、その分析に基づき(ⅰ)2024年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員についての報酬方針の作成、(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに向けたMBOプラン、並びに2024事業年度を基準とした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップ向けのLTIプランの策定を開始した。

－2022年度の財務書類の承認と同時に任期が満了したことにより、最高経営責任者／ジェネラル・マネジャーに支払われる報酬を検討し、競業避止契約の有効化に関する判断を表明した。

－2023年５月10日に開催された定時株主総会における取締役会の構成の更新に伴い、取締役会会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネジャーの経済的及び規制上の処遇を規定する条項案を、2023/2025年の任期満了までと策定した（「臨時」適用される規制並びに／又はエネルの取締役及び職員の報酬に関する「臨時」適用される方針並びに／若しくは当社が採用した方針の変更により変更が生じる可能性がない場合。）

－2023年５月10日の株主総会を考慮した、プロキシーアドバイザー及び機関投資家との報酬に関するエンゲージメント活動の日程調整について検討を行った。

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下を行った。

－2023年５月10日の株主総会による取締役会の更新に向けて、最適と考えられる取締役会の規模及び構成に関するガイドラインの策定において取締役会を支援した。

－2022事業年度に係るボード・レビュー過程の結果を検討し、それに対する考察を取締役会に報告した。

－2023事業年度に係るボード・レビュー過程の開始を指揮し、とりわけ、かかる過程の遂行における取締役会及びその委員会に対する支援を委託するコンサルタント会社を特定し、その任命を取締役会に提案した。同委員会はまた、同ボード・レビュー過程の展開について監視機能を果たし、この事項の検討に係る委員会の会議に定期的に出席している取締役会会長と協働した。

2.3 統制・リスク委員会

構成

2023年、統制・リスク委員会は、５月まで、チェザーレ・カラリ（委員長）、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ及びミレッラ・ペレグリニから構成され、全員が独立性要件を備えていた。2023年５月10日に開催された定時株主総会による取締役会の更新及びそれに続く2023年６月の取締役会委員会の再設置に伴い、統制・リスク委員会は、委員長を含む多数が独立取締役としての資格を有する以下の取締役、すなわち、ダリオ・フジジェリオ（委員長）、マリオ・コルシ、オルガ・ククルッロ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーにより構成されている。

2020-2022年の任期中、取締役会は、チェザーレ・カラリ、サミュエル・ロイポルド及びアルベルト・マルキが、経理及び財務並びにリスク管理に関し適切な知識及び経験を有することを確認した。現在の任期において、取締役会は、ダリオ・フリジェリオが会計及び財務並びにリスク管理に関して適切な知識と経験を有していること、またマリオ・コルシがリスク管理に関して適切な知識と経験を有していることを確認した。

加えて、取締役会は、上記のような異なる構成の取締役委員会が、当社及び当グループが展開する事業分野において、関連するリスクを評価するために適切な専門知識を、2023年中、全体として常に有していたことを確認した。

任務

統制・リスク委員会は、適切な調査を通じて、内部統制及びリスク管理制度に関する取締役会の評価及び決定、並びに定期的な財務報告書及び非財務報告書の承認を補佐する役割を有している。

特に、直近では2021年２月に修正された組織規程に従い、統制・リスク委員会は、以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

・取締役会についてのコーポレート・ガバナンス・コードにより委任された内部統制及びリスク管理事項に関する任務（かかる任務は、上記「取締役会－役割及び機能」で分析されている。）の遂行において、具体的な意見を述べることにより取締役会を補佐する。
・企業会計書類の作成を担う役員、監査法人及び法定監査役会との協議に基づき、会計原則の適切な適用及び定期財務報告書を作成するための統一性を評価する。定期非財務情報に関してはコーポレート・ガバナンス委員会及び持続可能性委員会と協力し、定期財務情報及び定期非財務情報がビジネスモデル、当社及び当グループが掲げる戦略、企業活動の影響、並びに業績について正しく充分に説明できているか評価する。
・法令第254/2016号に基づく非財務報告書と持続可能性報告書に記載された内部統制及びリスク管理制度に関する事項（場合によっては１つの文書にまとめられる。）を検証し、これを踏まえて、取締役会に事前意見を提出し、承認を求める。
・当社の主なリスクの識別に関する具体的な観点からの意見を表明する。
・内部統制及びリスク管理制度の評価に関する定期報告書、並びに「監査」機能により作成されたその他の報告書特に重要な報告書を精査する。
・「監査」機能の独立性、的確性、有効性及び効率性について監査する。
・内部統制及びリスク管理制度に関連した主な企業規則及び手続で出資者が関係するもの（法令第231/2001号に従い作成された組織及び管理モデル、倫理規定、「腐敗ゼロ・トレランス」計画、及び人権に関する方針が含まれる。）を精査し、これらの文書を取締役会に提出して承認を受けまたその後これらの文書になされ得る修正又は補完を評価する。
・実行した取組み並びに内部統制及びリスク管理制度の適切性について、少なくとも６ヶ月に１度、取締役会に報告する。
・取締役会が認識している可能性のある有害な事象から発生する経営リスクに関する、取締役会による評価及び決定を、適切な準備活動を通じて支援する。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行する。

当委員会は、「監査」機能に対し、特定の事業分野に対する検査を行うよう要請することもできる。この場合、同時に、法定監査役会議長、取締役会会長、内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役に通知するが、要請した検査対象にかかる者の業務が関連する場合を除く。

2023年度の当委員会の活動

以下の表は、2023年度に開催された統制・リスク委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	1	2	1	1	0	2	0	1	1	3	1

合計　　14回
平均開催時間　　２時間30分

全委員が通常どおりに出席し、常に法定監査役会との共同会議として開催された上記の会議において、統制・リスク委員会は、以下の主な活動を行った。

－2023年について「監査」機能の責任者により作成された作業計画を評価し、その職責の範囲内において特に肯定的な意見を表明し、かかる計画の進行中の作業を監視した。

－2022年中に実施された監査活動の会計処理を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性並びに有効性について肯定的な意見を表明した。最終的には、2024年２月、委員会は、2023年中に実施された監査活動の報告を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性及び有効性について同様に肯定的な意見を表明した。

－「監査」機能の自律性、適切性、有効性及び効率性を監視したが、特段指摘はしなかった。

－2024-2026年事業計画が承認されたことを踏まえて、本計画の戦略目標に関連する主なリスクと、同目標に則した当社の経営との適合性を評価した。

－「リスク統制」ユニット（「事務管理、財務及び統制」機能内に設置されている。）の責任者から、エネル・グループの「リスク・ガバナンス」及び主要なリスクの統制プロセスに関する説明と、当グループの主要なリスクの動向に関する四半期毎の定期的な更新情報の提供を受けた。

－法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルを遵守して2022年及び2023年の最初の６ヶ月間に実行された2023年事業計画並びに監視及び監督業務を検証するために、エネルのSBに数回にわたり会議を行った。かかる会議において、委員会はSBの基本機能、及び同モデルにより規定された違反行為を防止するためのエネルの内部統制制度の適切性について発表された肯定的な評価を認識した。SBとの会議の一環として、上記の組織及び管理モデルの更新案も検討及び共有された。

－SBの構成の更新について意見を表明した。

－主な会計上の決定、最も重要な会計基準、並びに2023年中に取締役会の承認を受ける定期的な財務報告書に関する新たな国際会計基準の影響について分析した。当委員会はまた、2022年度連結財務書類における減損テスト手続を精査し、それに関してその職責の範囲において、肯定的な意見を表明した。

－2022事業年度のエネル単体の財務書類及びエネル・グループの連結財務書類並びに2023年６月30日現在のエネル・グループの半期財務報告書に関する宣言書を、最高経営責任者及び企業会計書類の作成を担当する経営幹部が発行することを踏まえ、エネル・グループの企業報告の過程に関するライン監視の結果並びに内部統制制度の独立した検査及び評価を検討した。

－2022事業年度についての法令第254/2016号により規定された連結非財務書類と同時に、同事業年度の持続可能性報告書を検討し、その職責の範囲において、内部統制及びリスク管理制度の目的に関する同書類の内容について肯定的な意見を表明した。

－倫理規定に基づき2022事業年度及び2023年の上半期中に受領した報告書を評価した。

－EU非加盟国の法律に準拠して設立されたエネル・グループの会社の会計の透明性、組織構造の適切性及び内部統制制度に関する法規制の遵守が継続的に行われていることを確認した。

－当社及び当グループの組織上、事務管理上及び会計上の構造の適切性を評価するにあたり、取締役会をサポートした。

－エネル・グループの内部統制及びリスク管理制度のガイドラインの更新案を検討し、その権限の範囲内で取締役会に対し肯定的な意見を表明した。

－(ⅰ)国際事業ラインである「エネル・グリーン・パワー・アンド・サーマル・ジェネレーション」、(ⅱ)グローバル・サービス機能である「グローバル・カスタマー・オペレーションズ」及びスタッフ機能である「法務およびコーポレート業務」並びに(ⅲ)「欧州」地域の各マネージャーを招集し、それぞれの責任の範囲内で実施された業務及びその範囲内の既存のリスク、並びにそれらの影響を軽減するために用いられる手段についての更新のために、会合した。

－当グループの金融負債、当グループの最も重要な訴訟に関するリスク、当グループ内の情報セキュリティ（いわゆるサイバー・セキュリティ）及び職場の安全衛生（「安全衛生」）の分野における内部統制及びリスク管理制度、並びに協調的コンプライアンス体制の下での税務リスク管理及び統制制度について、具体的に詳細な分析を行った。

2.4 関連当事者委員会

構成

2023年中、関連当事者委員会は、５月まで、アンナ・チアラ・スヴェルト（委員長）、サミュエル・ロイポルド、マリアンナ・マッツカート及びミレッラ・ペレグリニから構成され、全員が独立性要件を備えていた。2023年５月10日に開催された定時株主総会による取締役会の更新及びそれに続く2023年６月の取締役会委員会の再設置に伴い、関連当事者委員会は、全員が等しく独立取締役としての資格を有する以下の取締役、すなわち、フィアメッタ・サルモーニ（委員長）、マリオ・コルシ及びアレッサンドロ・ゼヘントナーにより構成されている。

任務

関連当事者委員会は、2010年11月に取締役会が採択し、その後修正され、直近では2021年６月に修正された、関連当事者との取引のための具体的手続に従って設置された。当該委員会は、基本的に、エネルの（また、随時関与のあり得る、エネルが直接的又は間接的に支配する子会社の）関連当事者との取引の成立における利益に関して、事前に適時かつ適切な情報を受領した上で、関係する条件の有利性及び実質的な公正性について評価を明らかにし、具体的な理由を付した意見を表明することを最も重要な任務としている。かかる委員会は、「重要性の高い取引」（上記の手続において定義される。）に関しては、最高経営責任者及び情報を受領した事項に関して、交渉又は調査を担当した者からも情報を要求し、また、彼らに対してコメントを提供する場合もある。また、委員会は、同手続によって設立された諮問委員会によって「関連当事者」の認識又は取引の通常の性質に関する争点が提起された場合に、かかる件に関して判断を下す。

上記の企業手続規定の詳細な分析については、「その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス－関連当事者取引」を参照のこと。

2023年度の当委員会の活動

以下の表は、2023年度に開催された関連当事者委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
1	0	0	0	0	0	2	0	0	1	1	1

合計　　６回
平均開催時間　　１時間

全委員（並びに法定監査役会議長及び他の正規法定監査役）が出席した上記の会議において、関連当事者委員会は、主に以下の活動を行った。

－「重要な取引」、及び「重要でない取引」については全体として、関連当事者取引規制のための会社手続で規定された例外事例の適用に関する年次情報を分析した。
－2022年後半に締結された、通常の取引として認定され、市場条件又は標準的な同等の条件で締結された「重要な取引」に関する「開示」を検討した。これは、関連当事者取引の規制に関する会社手続の適用範囲から除外されたことによる。
－2023/2025年の任期に関する最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの経済的及び規制上の処遇に関する規定に関して、取締役会に対して肯定的な意見を表明した。
－上場子会社であるエンデサ・エスエー、エネル・アメリカス・エスエー及びエネル・チリ・エスエーのそれぞれの会社組織のメンバーと面会し、これらの会社による関連当事者取引の承認を規制する会社規則及び手続を共有した。
－関連当事者取引の処理プロセスを監督する内部統制制度の適切性について実施された監査活動の結果を検討した。

2.5 コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会

構成

2023年中、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、５月まで、ミケーレ・クリストモ（委員長）、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びマリアンナ・マッツカートから構成され、全員が独立性要件を備えている。2023年５月10日に開催された定時株主総会による取締役会の更新及びそれに続く2023年６月の取締役会委員会の再設置に伴い、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、全員が等しく独立取締役としての資格を有する以下の取締役、すなわち、パオロ・スカローニ（委員長）、ヨハンナ・アルビブ及びアレッサンドラ・スタビリーニにより構成されている。

任務

コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンス並びに持続可能性(12)の問題に関する取締役会の評価及び決定について、提案的及び諮問的な予備的機能として補佐する。この点に関して、関連する組織規程に対する直近の2021年２月の修正に準拠し、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

(12)持続可能性は、とりわけ、気候変動に関連する問題、大気への排出、水源管理、生物多様性、循環経済、健康及び安全、多様性、会社で働く人々の管理及び発展、コミュニティ及び顧客との関係、サプライ・チェーン、道義的行為並びに人権を含む。

・コーポレート・ガバナンスに関連する法的枠組み及び国内外のベストプラクティスの展開を監視し、重要な変更があった場合、取締役会を変更する。
・当社及び当グループが採用したコーポレート・ガバナンス制度が、適用ある法律、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく勧告及び国内外のベストプラクティスを遵守していることを検証する。
・必要又は適切とみなされた場合、上記のコーポレート・ガバナンス制度に関する修正の提案を取締役会に提出する。
・ボード・レビューに関する指名・報酬委員会の予備的権限、及び関連プロセスの適切性と透明性を確保するという取締役会会長に委託された任務を侵害することなく、担当のコンサルティング会社が作成した報告書にまとめられているボード・レビューを分析し、取締役会によるその後の共有を考慮して、管轄する問題について何らかの見解及び／又は提案を作成する。
・指名・報酬委員会と協働して、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合に当社の適正な管理を保証するために実行される措置について規定する「非常事態計画」の作成（必要があれば更新）につき、取締役会をサポートする。
・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、取締役会に対して、指名・報酬委員会に従って新しい最高経営責任者を提案し、辞任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供される一切の指示を考慮する。
・年次財務書類に含まれるコーポレート・ガバナンスに係る年次報告書を予め検証する。
・当社の事業に関連する持続可能性関連の事項並びに後者及びその株主の間の相互作用ダイナミクスを監視する。
・持続可能性計画に基づいて規定されたガイドライン及び当グループの事業戦略に基づいて利害関係者にとっての優先事項を特定する重要性マトリックスを検証する。当該計画に規定された目標の達成度を定期的に評価する。
・持続可能性方針の実施方法を検証する。
・主要な持続可能性指数へのエネルの組み入れ及びかかる事項に係る最も重要な関連性の高い国際的なイベントへの参加を監視する。
・法令第254/2016号により規定された非財務書類及び持続可能性報告書（場合によっては１つの文書にまとめられる。）の全体の構成及び内容の構成、当該書類による情報の完全性及び透明性、並びに採用された報告基準に規定された原則との一貫性について検討し、この点に関して、それらを承認するために招集される取締役会に対して事前に意見書を提出する。

・ステークホルダーに関連する可能性のある主要な企業の規則及び手続を検証すること（特に、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル、倫理規定、「腐敗ゼロ・トレランス」計画、及び人権ポリシーを含む。）並びにこれらの文書について、その後改正又は補完される必要があるかを精査し、承認のために取締役会に提出する。
・取締役会により割り当てられた追加任務を遂行する。したがって、委員会は、エネルのエンゲージメント方針が正しく適用されていること、並びにこの分野における国内及び海外のベストプラクティスの進歩を考慮した関連条項の適切性について、定期的に証明し、改正又は統合のための提案を取締役会に提出する必要がある。

2023年度の当委員会の活動

以下の表は、2023年度に開催されたコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2	2	0	0	0	1	0	0	0	1	1

合計　　7回
平均開催時間　　1時間50分

全委員（並びに法定監査役会議長及び多くの場合他の正規法定監査役）が通常どおりに出席した上記の会議において、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員は、以下の主な活動を行った。
－2018年版の上場企業向けコーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第10次報告及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会によるその後の勧告を検討し、2022年度のコーポレート・ガバナンス報告書の構成及び内容並びに所有構造を共有した。
－非業務執行取締役がコーポレート・ガバナンス・コードの独立性要件を満たしていることを確認する目的で、商業的、財務的又は専門的関係の重要性を評価するために用いる基準の更新についての取締役会への提案を作成した。
－2022事業年度に関するボード・レビュー過程の結果を検討し、これについて考慮したことを取締役会に報告した。
－国内外におけるベストプラクティスと比較したエネルのコーポレート・ガバナンスの位置付けについて、コンサルタント会社が作成した定期ベンチマーク分析を検討した。
－2022事業年度について法令第254/2016号により規定された連結非財務書類と同時に、同事業年度の持続可能性報告書を検討し、一般構造、関連内容の構成、かかる文書に記載された情報の完全性及び透明性、並びに採用された報告基準に規定された原則との一貫性について、その責任の範囲において、肯定的な意見を表明した。
－2022事業年度についてのエネル・グループの連結財務書類に含まれる予定の、持続可能性に関する主要な記述を検討した。
－重要性の分析及び2024-2026年持続可能性計画のガイドラインを検証し、また2023-2025年持続可能性計画の実施状況を監督した。
－2023年にエネル・グループにより持続可能性に関して実行された主な活動及び主な持続可能性指数へのエネルの組入れを監視した。
－当グループが特に関心を寄せる「環境」及び「社会」問題について、いくつかの見識を検討した。
－法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデルの更新案の内容を検討し、共有した。

また、2024年２月に、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、委員会内で気候及びネット・ゼロ・トランジション問題を監視する義務を負う非業務執行取締役としてヨハンナ・アルビブ氏を指名したことに留意すべきである。

3. 法定監査役会

3.1 現在の構成及び任期

本書提出日現在、法定監査役会は、2022年５月19日の定時株主総会により選任された以下の正規法定監査役から構成されていた。

・バルバラ・タドリーニ　法定監査役会議長
・ルイージ・ボレ
・モーラ・カンプラ

バルバラ・タドリーニは、18の機関投資家のグループ（当該時点で合計で当社の株式資本の1.32%を保有していた。）により提出され、株主総会で株式資本の少数（議決権付株式の約7.47%）の票数を得た候補者名簿から選任されたが、その一方で、モーラ・カンプラは、株主である経済財務省（当該時点で当社の株式資本の23.59%を保有していた。）により提出され、株主総会で株式資本の多数（議決権付株式の約92.16%）の票数を得た候補者名簿から選任された。また、ルイージ・ボレは、株主である経済財務省により提出された候補者に基づき、候補者名簿投票の結果、法律で定められた多数の票数を得て、選任された(13)。

(13) この点について、2022年５月19日に開催された定時株主総会において法定監査役会が更新された際、経済財務省及び18の機関投資家のグループが法定期限内に提出した候補者名簿に記載された候補者の総数が、当社の定款に基づいて選任されるべき正規法定監査役の数に達しなかったことに留意する必要がある。これは、経済財務省が提出した候補者名簿に記載された正規法定監査役の最初の候補者であるロレンツォ・ポッツァが立候補の取り下げを申し出たためである。株主である経済財務省は、この取り下げを当社に通知する際、同時にルイージ・ボレ氏が正規法定監査役に立候補したことを告げ、同氏は上記株主総会において、法定監査役会の任命のための投票後、法令に定める多数の票数を得た。

上記の正規の法定監査役の簡潔な職務経歴は、下記「第一部－第５－３－(2)役員の状況」に記載されている。
現在の法定監査役会の任期は、2024事業年度の年次財務書類の承認をもって満了する予定である。

3.2 選任及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、３名の正規の法定監査役及び３名の補欠の法定監査役から構成される。３年の任期で定時株主総会により選任されるが、任期満了時に再任される資格を有する。取締役会に適用される定款の規定と同様に（そして、統一財務法に従って）、定款は、法定監査役会全体の選任が候補者名簿投票制度に従って行われなければならないことを規定している。これは、少数株主により指名された正規の法定監査役（議長の職務に就く資格を有する。）及び補欠の法定監査役（現任の正規法定監査役が任期終了前に退任した場合に議長の職務に就く可能性がある。）が法定監査役会に参加できるようにすることを目的とする。

この選任制度においては、候補者が順番に掲載された候補者名簿は、取締役候補者名簿の提出に関する規制とともにCONSOBにより規定される当社株式資本の最低株式保有数（すなわち、本書提出日現在のエネルの時価総額を踏まえると、最低株式保有数は株式資本の0.5%相当である。）を単独で又は他の株主と共同して保有している株主によって提出できるものとされている。

さらに、（正規の法定監査役及び補欠の法定監査役の両方を考慮して）全体の人数が３名以上となる候補者を含む候補者名簿では、名簿中の正規の法定監査役に関する項目の最初の２枠と、補欠の法定監査役に関する項目の最初の２枠に、異なるジェンダーに属する候補者が含まれていなければならない。かかる規定は、法定監査役会の構成がジェンダー・バランスに関する現行の法律を確実に遵守することを目的としたもので、同法律は、2020年に行われた更新以降、正規法定監査役の40%以上を代表の少ないジェンダーに留保することを定めている。

法定監査役職に係る候補者名簿は、（取締役職に係る候補者名簿の場合と同様に、）法定監査役会の選任について決議するために招集される株主総会の日の少なくとも25日前までに、当該名簿を提出する者が、当社の本店に届け出なければならない。当該名簿はその後、当社のウェブサイト上で当社により公表され、候補者の個人的なプロファイル及び職業上の資格に関する網羅的な情報とともに、総会の日の少なくとも21日前には当社の本店で公衆の閲覧に供されることとなる。法定監査役会の選任手続の透明性を確保するためである。

法定監査役会全員が選任されない場合、株主総会は、法律で要求される多数に従い、上記の手続に従うことを必要とせず、しかしいかなる場合でも以下を確保できる方法で決議する。

・法定監査役会における少数株主の代表性を規定する法原則の遵守

・ジェンダー間のバランス

適用ある法律によると、法定監査役は、上場会社の法定監査役について規定される誠実性、専門的能力及び独立性の要件を満たさなければならず、この要件は（専門的能力の要件に関してのみ）定款の特別の規定により補足されている。また、法定監査役は、CONSOBが特別の規則を通して制定したとおり、イタリア企業における取締役及び法定監査役（又はそれらと同等の職位）としての役職数に関する制限を遵守しなければならない。

法定監査役会は、全ての正規法定監査役が、統一財務法及びコーポレート・ガバナンス・コードに基づき規定された独立性要件を満たしていることを、2023年３月、及び最終的には2024年２月に確認した。いかなる場合でも、法定監査役は、自身を選任した株主に関しても、自発的にかつ独立して行動している。

3.3 任務及び権限

法律により課せられる（「コーポレート・ガバナンス・モデル」に記載されている）任務の一環として、かつコーポレート・ガバナンス・コードに規定された勧告に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

・「監査」機能に、特に重要な事象について適時報告を行うよう要求する権限を有する（法定監査役が個別に行使することができる。）。

・各自の職務の遂行に関連する情報を統制・リスク委員会と迅速に交換することができる。

また、法定監査役会は、法定監査に適用される法的枠組みに従って「監査委員会」としても行動する。

3.4 法定監査役会

以下の表は、2023年度に開催された法定監査役会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
1	1	8	3	1	1	3	0	1	1	3	1

合計　　24回

平均開催時間　　２時間50分

会議には、通常どおり、全ての正規法定監査役及びイタリア監査裁判所（Corte dei Conti）を代表する裁判官が出席した。

3.5 法定監査役会の機能の評価

2023事業年度末及び2024年の最初の２ヶ月間、法定監査役会は、2004年から取締役会に関して行われているものと同様に、エリック・サーモン・アンド・パートナーズ・エスアールエル（この分野を専門とするコンサルティング会社であり、2022年初め以降、エネル・グループとの業務上の関係はなくなっているネットワークに属している。）の補佐を得て、法定監査役会自体の規模、構成及び機能に関する評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した（取締役会のかかる活動の方法及び結果については、「取締役会－取締役会及びその委員会の機能の評価並びに最適であると考えられる取締役会の規模及び構成に関するガイドライン」を参照のこと。）。

これは、コーポレート・ガバナンス・コードの下での具体的な勧告はないものの、法定監査役会が2018年から採用してきたベストプラクティスである。ボード・レビューは、「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、法定監査役会の全体としての機能だけでなく、各法定監査役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実施された。

法定監査役会に関するボード・レビューも、各法定監査役による質問表（基本的に法定監査役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）の記入を通して行われた。質問表の記入の後には、質問表から発生した最も関連する側面、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各法定監査役の参加度合いの両方について深く分析するためにコンサルティング会社による個人面接が行われた。

(ⅰ)法定監査役会の規模及び構成並びに構成員の独立性の評価、(ⅱ)法定監査役会自体の機能、(iii)法定監査役会の業務組織、(iv)法定監査役間の執務手順、結束力及び相互作用、(ⅴ)法定監査役会の役割、責任及び報酬、並びに(vi)各法定監査役の貢献についての相互評価に関して質問及びインタビューが行われた。

2023事業年度に係るボード・レビューの結果は、前年度に引き続き、法定監査役会の機能について全体的に肯定的な判断を示し、前回のボード・レビューの終了時に提案された行動の大部分が効果的に実施されていることが全般的に評価された。特に、法定監査役による様々な会社組織の会議への出席が増加し、非公式な意見交換が行われるようになったこと、取締役会が更新されたことにより、法定監査役も恩恵を受けることができる導入活動が強化されたこと、統制機関は、法的要件を満たすだけでなく、その活動計画において完全な自主性を享受できるようになったことなどが挙げられる。

また、2023事業年度のボード・レビューによると、以下の強みが明らかになった。(ⅰ)法定監査役会の専門的技能及び法定監査役が得てきた経験は、法律により取締役会に委任された監督機能の適切な遂行を確保するために適切である。(ⅱ)法定監査役会の機能に関しては、特に、会議日程の構成、会議への法定監査役の参加(その役割の責任を十分に認識し、自らの意見を自由に表明し、他の意見に耳を傾けることができることが重要となる。)、及び法定監査役会と主要なコーポレート機能の責任者との定期的な会合を伴う、統制機関とその他の会社組織との間の情報の流れに関しては、満足のいく結果が得られている。(iii)法定監査役会及び取締役会、その議長、最高経営責任者及び経営陣トップとの関係は、役割分担を尊重しつつも、協力の精神によって特徴づけられる。(vi)「コーポレート業務」ユニットの支援が正当に評価されている。

一方、コンサルティング会社が実施した分析では、法定監査役会の活動を任務の過程でさらに効果的にするために焦点を当てるべき事項が明らかになった。その中で、以下のような機会、すなわち、(ⅰ)2023年に準備が開始された法定監査役会組織規程の早期策定及び承認、(ⅱ)議事録の作成をより迅速に行うこと(この問題については、議事録の作成段階及び承認段階の両方の迅速化を目的とした共有パスが既に開始されている。)、また(iii)より効果的かつ適時の情報交換を通じた法定監査役間の相互作用の方法を改善し、統制機関全体の結束に役立てることが特に強調された。

3.6 法定監査役会の多様性方針

法定監査役会の構成に関して、エネルは、ジェンダーに基づく多様性基準を適用している。特に、2018年１月、法定監査役会は、統一財務法により定められる規定の実施に際し、法定監査役会自体の構成の最適な特徴を説明する多様性方針を承認した。これは、法定監査役会が、議論対象の問題を異なる観点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で行使するためである。かかる方針の精神的な原則は、取締役会により承認されたこれに対応する文書に関して説明されるものと同様である(詳細は、「取締役会－取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置」を参照のこと。)。

多様性の種類及び関連する目的に関して、法定監査役会により承認された方針(当社のウェブサイト上で閲覧できる。)は、以下のとおり表明している。

- ジェンダー間のバランスを要求する法律の規定が効力を失った場合であっても、いかなる場合でも、選任時と任期中の両方で、法定監査役会の少なくとも３分の１が最も代表の少ないジェンダーに属する法定監査役によって構成されることを確保し続けることが重要である。法律で定められた規定に加えて、法定監査役会の少なくとも３分の１が最も代表の少ないジェンダーに属する法定監査役により構成されることを確保し続けることも適切であるとみなされる。
- 当グループの国際的な活動に関する見地から、十分な国際的な経験を有する少なくとも１名の正規の法定監査役の参加を確保することが考慮されるべきである。そのような国際的な経歴は、意見の標準化及び「集団思考」の発展を防ぐためにも重要であると考えられ、各法定監査役が国際的な文脈で行う経営的、専門的、学術的又は機関的な活動の基準において評価される。
- 継続性及び更新の必要性のバランスを保つために、異なる年齢とともに、異なる年功のバランスのとれた組合せが法定監査役会の中で保証されるべきである。
- 法定監査役は、全体として、エネル・グループが行う事業、つまり電力及びガスのセクターにおいて、有能であるべきである。この目的のために、法定監査役は、当社が組織する導入プログラムに参加するよう促される。

・法定監査役は、多様で相互補完的な経歴及びスキルを混合させるべく、経営的／専門的／学術的あるいは組織的な経歴を有しているべきである。特に、少なくとも正規法定監査役１名及び補欠法定監査役１名は、法定監査役名簿に登録されなければならず、最低でも３年間の法定監査を経験していなければならない。さらに、職歴に関する要件が法律及びエネルの定款で要求されており、方針において確認されている。加えて、議長により果たされる重要な役割を考慮して、方針では、関連する任務にとってより適したソフトスキルが説明されている。

多様性方針の実施方法に関して、エネルの定款は、法定監査役会の更新の観点から、取締役に候補指名簿を提出する権利を認めていない。したがって、この方針は、法定監査役会全体の更新又は関連する構成の統合の場合に株主から提出される候補者を方向づけることのみを目的とし、かかる状況で、上述の様々な多様性基準に沿って、法定監査役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益を十分に考慮することを保証するものである。

全体として、法定監査役会の現在の構成は、異なる種類の多様性に関して当該方針により定められた目的を尊重している。

3.7 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規法定監査役の報酬を、能力、専門性、要求される努力、その役割の重要性並びにエネルの次元特性及び事業部門特性を考慮して、決定する。特に、2022年５月に定時株主総会は、職務を遂行するために必要な費用の償還に加えて、法定監査役会の議長は年間85,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有し、その他の正規の法定監査役はそれぞれ年間75,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有することを確認した。

4. 内部統制及びリスク管理制度

エネル及び当グループの内部統制及びリスク管理制度（以下「ICRMS」という。）は、当社の持続可能な成功に貢献するため、主な会社リスクが効果的かつ効率的に特定され、測定され、管理され、監視されることを目指した、一連の規則、手続、及び組織的事業体から構成される。

この点に関して、当グループはリスク・ガバナンス・モデル及びリスクの統一的な分類法（いわゆる「リスク・カタログ」）を採用し、これらのリスクの管理及び有機的な表現を促進している。

ICRMSは、当社及び当グループにより採用されたより一般的な組織及びコーポレート・ガバナンス構造における不可欠の部分であり、イタリアの、そして国際的なベストプラクティスに基づいている。特に、当該制度は、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告を考慮に入れ、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「CoSO」という。）（分析のために国際的に認識されたベンチマーク及びICRMSの有効性の統合的評価から構成される。）と合致している。

実施されているICRMSは、取締役会により決定された会社目標の達成に影響を及ぼす取締役会の能力に関して、主要なリスクが特定され、評価され、管理され、監視されることを可能にするため、当該目標と一致する会社管理に貢献している。特に、ICRMSは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効性、会社組織及び市場に提供される情報の信頼性、会社定款及び内部手続とともに法令の遵守を確保するために貢献している。

そのため、ICRMSは、会社組織の中で主要な役割を果たしており、十分な情報に基づいてリスクの傾向と合致した意思決定、並びにリスク、法律及び企業価値に関する適切な情報の普及に貢献している。実際、統制の文化は、当グループ規模の価値において重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための方法の展開及び適用において会社組織全体に影響を与える。

より具体的に、ICRMSは以下の特徴を有する。

・ICRMS自体に関与する主要な者の間で作業の重複を回避して協力を確保するため、全ての事業レベルでの統制活動を定め、職務及び責任を明確に特定する。
・共通の責任の下で集中する矛盾した作業を防ぐため、異なる組織ユニット間及び同じ組織ユニット内で、職務及び責任の分離を定める。特に、利益相反を防ぎ又はそれが不可能な場合は管理するために、事業及び統制活動の必要な分離を確保する。
・共通の言語の普及、リスクの測定及び評価のための補完的な方法及び手段の採用、並びにそれぞれに委ねられた任務の結果に関して異なる機能間での情報フローを定めることにより、統合される。
・統制機能が委ねられる異なるレベルでの報告プロセスにとって信頼でき適切な情報システムを確保することを目的とする。

・リスクの特定、評価、管理及び監視に係る任務の追跡可能性を保証し、そのような任務を支援する情報の源及び要素の再構築を長期にわたって確保する。
・従業員（及び職場環境内で情報を入手した関連規則に記載されたその他の個人）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続に抵触する可能性のある不正又は違反を報告することのできる、国内及び国際的なベストプラクティスに合致した内部告発手続を備えている。かかる内部告発手続は、報復行為に対する通報者の保護を保証し、通報者の匿名性を確保することを目的とした特別の情報経路の存在によって特徴付けられる。
・リスクの測定及び統制のための制度における非効率性の指標を構成し得る異常事態を明らかにする。
・観察された異常が速やかに適切なレベルの会社の責任部門に連絡されることを確保し、適切な是正措置を有効に実施することを可能とする。

ICRMSは、以下の３つの異なる種類の活動から構成される。

・「ライン」又は「第１レベル」統制であり、事業が適正に行われることを確保するために当グループの会社内の個々の事業ユニットがそのプロセスに関して実施する全ての統制任務から成る。かかる統制任務は、事業管理の第１の責任部門に委ねられ、全ての会社プロセスの不可欠な部分であると考えられている。
・「第２レベル」統制であり、特定のコーポレート機能に委ねられ、リスク・カタログに記載されている種類のリスクを、必要な範囲で監視することを目的とする。エネル・グループがさらされている主要なリスク並びに目標及び財務リスクの管理方針に関する詳細は、本店又は当社のウェブサイト上で一般に閲覧できる2023事業年度に係る年次財務報告書を参照のこと。
・内部監査活動（「第３レベル」統制）であり、ICRMS全体の有効性及び適切性の検査を目的とし、ライン統制及び第２レベル統制を監視することによるものを含む。

ICRMSは、会社の事業の展開及び問題の状況、並びにイタリアの、そして国際的なベストプラクティスをも考慮に入れて、定期的な検証及び検査を受けている。

ICRMSに関与した主要な者の任務及び責任並びにかかる者の間での協力に関する詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な内部統制及びリスク管理制度のガイドライン（2023年12月に最新の更新がなされている。）を参照のこと。一方で、取締役会により、そしてICRMSに関する統制・リスク委員会により2023年に行われた活動の詳細は、「取締役会－役割及び機能」及び「委員会－統制・リスク委員会」を参照のこと。

5. 企業会計書類の作成を担当する役員

2023年において、エネルの企業会計書類の作成を担当する役員の役割は、「事務管理、財務及び統制」機能の責任者（2023年６月12日までアルベルト・デ・パオリ（Alberto De Paoli）、その後ステファノ・デ・アンジェリス（Stefano De Angelis）が務めた。）により担われた。当社の定款に従い、当該役員は、法定監査役会の肯定的意見に基づき取締役会により任命されたのであり、同定款で定められる専門的資格の要件を満たしている。

かかる担当役員の活動の詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な「内部統制及びリスク管理制度のガイドライン」を参照のこと。

5.1 財務情報、税務情報及び非財務情報に関するリスク管理及び内部統制の制度

企業会計書類の作成を担当する役員は、当社及び当グループの両方の観点で、企業報告に関する特別の内部統制制度を実施した。この制度は、当社の年次財務書類、当グループの連結財務書類、及び当グループの連結半期報告書の作成を監督するものである。

この制度は、当グループのイタリアの子会社の一部が租税協調的コンプライアンス体制に参加し、エネルが連結財務報告書に財務及び非財務の情報及びデータを統合的に表示することを決定したことを受け、企業報告のための内部統制プラットフォームに移行済みである。このプラットフォームにおいては、財務的性格を有するリスク及び統制は、協調的コンプライアンス体制に厳密に関連する限りにおいて、税務分野におけるリスク及び統制、並びにESG分野における主要パフォーマンス指標（KPI）の定義及び統合に内在するリスクに関連する統制とまとめられる。

具体的には、イタリアの税務当局に対して透明性のある協力的な態度を醸成するため、2017事業年度以降、エネルは、イタリアの国内規則により定められた要件を満たす当グループの一部のイタリアの会社に、協調的コンプライアンス体制への参加を推進した。さらに、エネル・グループは、経済協力開発機構（OECD）のガイドライン及びイタリアの税務規則に沿った、「租税統制枠組み」（以下「TCF」という。）と呼ばれる税務リスクの検出、測定、管理及び統制のための特別な制度のイタリア国内における漸進的な導入に取り組んでいる。

TCF制度は、より広範囲に及ぶ内部統制制度の一部であり、そこからマッピング処理基準及びリスク測定指標を借用している。2024年３月現在、協調的コンプライアンス体制への参加を認められた当グループのイタリアの子会社は、エネル、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー、セルヴィツイオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー、エネル・エネルジア・エスピーエー、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー、エネル・イタリア・エスピーエー、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー、エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルイージーピー・エスピーエー及びエネル・グローバル・サービシズ・エスアールエルである。

エネルは、グループが事業を行う一部の外国において、現地の規則によって明確に義務づけられていない場合でも、TCFモデルの採用を拡大することを決定した。具体的には、アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及びペルーにおいても、税務リスクの検出、測定、管理及び統制のための制度が実施された。

2021年以降、当グループのイタリア企業は、単一のVAT納税主体（「VATグループ」）を形成している。このため、VATグループを構成する企業のうち企業報告に係る内部統制制度に未だ含まれていないものは、いずれTCFに参加する見通しである。具体的には、2022年にエネル・ソール・エスアールエル及びエネルＸ・イタリア・エスピーエー、2023年にエネル・グリッド・エスアールエル、エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル、エネル・ロジスティクス・エスアールエル、エネルＸ・インターナショナル・エスアールエル、エネルＸ・エスアールエル、エネル・パワー・エスピーエー、エネルＸ・ウェイ・エスアールエル、エネルＸ・ウェイ・イタリア・エスアールエル及びイーエスシーオー・コミュニ・エスアールエルによるかかる制度の加入が始まった。

さらに、2023年12月には、エネル・ソール・エスアールエル、エネルＸ・イタリア・エスアールエル、エネルＸ・インターナショナル・エスアールエル、エネル・グリッド・エスアールエル、エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル、エネル・ロジスティクス・エスアールエル及びエネルパワー・エスピーエーの「協調的コンプライアンス」体制への参加手続が開始された。

エネルはまた、年次財務報告書において財務及び非財務のデータ及び情報を統合的に表示しており、会計結果と国連の持続可能な開発目標（SDG）の達成との強い相関関係を強調している。そのためエネルは、企業報告に係る内部統制制度を拡大して非財務リスクの管理を含め、この目的のために主要な非財務KPI（当グループのエネルギー移行目標に沿った脱炭素化、電化、インフラ許可、エコシステム及びプラットフォームに関連するSDG目標７、９、11及び13について）を定義し、まとめるための新しいプロセスを計画した。2021年以降、企業報告に係る内部統制制度に組み込まれた非財務KPIの数は、さらに増加した。

したがって、かかる制度はプラットフォーム・モデルの採用を通じて、当グループが採用した国際会計基準に合致した開示とするため、企業報告に含まれる情報の信頼性、及び上述の会計書類を作成するプロセスの適切性の確保を目指す。

また、2021年には既に企業報告に係る内部統制制度に含まれる全てのイタリア企業を対象としたデジタルICRプロジェクトは、2022年及び2023年に、当該範囲に含まれる外国企業にも拡大された。このプロジェクトの主な成果は、以下のとおりである。

(ⅰ) 独自かつ均質なリスクの一覧表（いわゆる「リスク・ライブラリ」）の定義と、それに関連する企業報告に係る内部統制制度の範囲内の全ての国への拡大。

(ⅱ) 統制の合理化と「横断的統制」の概念の導入。これは、概要、統制者、提示された証拠及び頻度といった属性は同じだが、複数の企業及び／又は異なるプロセスを必要とする統制である。

(ⅲ) プロセス、リスク及び関連する統制間の相関ネットワーク（「デジタルERM」）の構築、並びに監視すべき重要リスク指標（「KRI」）の特定。

上記に照らして、企業報告に係る内部統制制度は、その具体化するか否かにより統制制度の目標達成が部分的に又は全体的に損なわれる可能性のある活動又は事態を特定し評価するための一連の活動として定義されるものであり、その後、統制を特定し、財務情報及び非財務情報並びに（協調的コンプライアンス体制に関する）税金関連情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の達成を確保する手続を定義する活動によって補完される。

企業会計書類の作成を担当する役員は、特別な一連の手続（全ての関与する従業員はこの手続について知らされる。）の展開及び実施を監督した。それは、企業報告に係る内部統制制度を維持し、監視する活動の一環として、採用された方法及び上記の従業員の責任を記録するものである。具体的には、当グループは、企業組織内での役割及び責任を定義する手続を設け、内部認証の具体的な流れを定めている。

整備された統制は、「設計」（すなわち、当該統制は、もし作動したならば、特定されたリスクを容認可能な方法で軽減するために適切なものであること）及び実際の「有効性」の両方を検査するために監視されてきた。

企業報告に係る内部統制制度は、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「CoSO報告書」という。）に従って構築されたが、５つの要素（環境統制、リスク評価、統制活動、コミュニケーションシステム及び情報フロー、監視活動）から構成されており、これらの要素は、それぞれの特性に応じて、事業体のレベル及び事業プロセスのレベルの両方で作動する。

CoSO報告書は、ITの側面に関して、「情報及び関連技術に係る統制目標」モデル（いわゆる「COBIT」）により補完されてきた。

さらに、サーベンス・オクスリー法の第404条に規定されている適正な簿記に関する内部統制は、ニューヨーク証券取引所に米国預託株式を上場している当グループの南米の企業に適用されている。

企業報告に係る内部統制制度の定義、実施及び管理のプロセスは、当グループ内の新たに買収された重要な会社にも適用されるように次第に拡大されてきているが、企業会計書類の作成を担当する役員の責任の下で実施され、以下の段階に分けられる。

・関与する経営陣に対する方法及び指示の伝達とともに、会社、年次財務報告書に含まれる非財務KPI、プロセス、リスク及び統制に係る境界の定義
・プロセスとリスク評価の解析及び更新、統制と品質保証の定義、並びにプライマリー・キー・コントロールの特定及び更新（統制の各種特性をリスクの適合性と関連付ける評価モデルの使用により、自動化されたトップダウン型のリスク・アプローチを用いる。）
・関連する経営陣により実行され自己評価を通じて実施される統制の設計及び有効性の評価（「ライン監視」と呼ばれる。）
・あらゆる種類の統制について、外部のコンサルティング会社による独立した検証活動の実施
・ギャップの評価、是正措置の承認及び監視
・最高経営責任者並びに年次財務書類、連結財務書類及び半期財務報告書に関する企業会計書類の作成を担当する役員により発行される最終的な証明書（内部証明の報告フローにより補助される。）を確定させるための、企業報告に係る内部統制制度の結果の統合及び総合評価
・「ICR手続－事務及び会計手続」の配分及び公表

評価に含まれるべき当グループ会社の境界は、量的観点（連結財務書類への潜在的な影響の重大さのレベルに関係する。）及び質的観点（事業又はプロセスに関連した特定のリスクを考慮に入れる。）の両方から、具体的なリスクレベルに関して決定される。また、境界の定義では、非財務KPIに大きく寄与する企業及びTCFモデルを導入している企業を考慮している。

当該制度の定義のため、まず、その具体化するか否かにより統制制度の目的（例えば、財務書類における要求及び財務情報に関連したその他の統制目的）の達成が損なわれる可能性のある活動又は事態を特定し評価するために、当グループレベルでのリスク評価が行われた。当該リスク評価は、不正行為のリスクに関しても行われた。

リスクは、事業体レベル及びプロセスレベルの両方で特定される。一方では、特定されたリスクは、その発生確率にかかわらず、いかなる場合でも、財務情報、税務情報及び非財務情報に顕著な影響を及ぼすと考えられる。他方で、プロセスレベルにおけるリスクは、質的及び量的な要素の両方を基礎として、潜在的な影響及び発生の可能性の観点で、関連する統制にかかわらず（「固有レベルの評価」として知られる。）、評価される。

リスクの特定及び評価に続いて、事業体レベル及びプロセスレベルの両方において、リスクが具体化する可能性を許容できるレベルにまで減少させることを目的とした統制が確立された。

特に、会社又は会社グループの統制の構造は、統制する会社が統制される会社の企業報告に係る内部統制制度の設計及び有効性に対応し、決定し、監視することを可能とする、中央レベルで決定され当グループ若しくは具体的地域の場面で共通に適用される統制手段として、又は、単独の会社若しくは事業分野の観点で横断的な方法で作動する統制手段として、「事業体／会社レベル統制」を定める。

事業体レベルでの統制は、CoSO報告書で言及されている上記の５つの要素に従って分類される。

プロセスレベルでの統制の構造は、事業活動の実行中に起こり得る誤り又は不正を防ぎ、特定し、是正することを目的とした、（手作業の、部分的に自動化された又は自動化された）一連の活動、及び前述の「横断的統制」として、代わりに、特定の又は監視的な統制を提供する。

企業報告に係る内部統制制度の効率性及びその持続可能性を長期にわたって改善するため、統制は、標準統制と重要統制にさらに分けられたが、このうち重要統制は、会計書類における虚偽の表示を防ぐことを目的とする決定的な統制を意味する。包括的な構造的統制もまた、事業活動の適正な実施及び統制を促進する一般的な状況を定義することを目的とした前述の制度の構造的な要素を意味するものとして、特定される。特に、包括的な構造的統制は、両立しない活動及び責任の分離（いわゆる「職務の分離」）に関連した統制であり、不正／過失に係る委任及び／又は隠蔽を促進しかねない任務及び職務が同一人に集中しないように確保することを目的とする。活動がITシステムの支援を得て実行される場合、割り当てられた役割及びユーザー名に関しても適正な分離が確認される。

重要と特定される会社の範囲内では、最大のリスクを有するプロセスが定義されて評価され、「トップダウン型のリスク・アプローチ」が適用された。そこで、当該アプローチに従い、統制の各種特性をリスクの適合性と関連付ける評価モデルの使用により、当社は、上記リスクが発生する可能性を許容できるレベルにまで減少させることを目的として、一般的な監視及び特定の統制の両方に関して、最大の影響を及ぼすリスク及び関連する統制（以下「主要な重要統制」という。）を特定して評価した。

「協調的コンプライアンス」体制に関連する財務情報及び非財務情報並びに税務情報に係るプロセスの適切性、リスク及び統制を評価するため、関連するプロセス及び統制の設計及び有効性を検証することを目的として、プロセス・マネージャー（活動、リスク及び統制を担当する者）により、６ヶ月毎に特定の監視が実行されている。

当該監視に加えて、その設計及び運営を確認するため、あらゆる種類の統制における主要な重要統制の中の重要な部分に関し、独立した検証活動が、毎年、外部のコンサルタント会社により行われている。

評価される各会社プロセスにとって、適切な書類（「ICR手続－事務及び会計手続」と呼ばれる。）が、役割及び責任、データ及び情報のフロー、並びに統制の要点を説明することを目的として保管される。

実施された評価の結果は、定期的な報告を通じて、企業会計書類の作成を担当する役員に伝達される。この定期的な報告では、統制の有効性及び／又は設計において生じ得る欠陥を、財務情報、税務情報及び非財務情報への潜在的な影響に関して、欠陥が軽微、重要又は重大のいずれかに分類している。

実施された評価により欠陥が明らかとなった場合、上記の情報フローにおいては、「協調的コンプライアンス」体制に関連する財務情報及び非財務情報並びに税務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的が達成されるために講じられ又は講じられる予定の是正措置も報告される。

これらのフローは、企業会計書類の作成を担当する役員が法定監査役会、統制・リスク委員会及び監査法人に対して提供する、企業報告の内部統制制度の適切性に関する定期的な開示／更新のためにも使用される。

上記の報告に基づき、そして関連するコーポレート機能の責任者により発行された証明を考慮に入れて、企業会計書類の作成を担当する役員は、最高経営責任者とともに、単体財務書類、連結財務書類又は半期報告書（その時々の関連書類による。）の作成のために確立された事務及び会計手続の適切性及び実際の適用に関する特別の証明を発行する。

割り当てられたプロセス／サブ・プロセスの構造及び機能の確認を目的としてプロセスを取り仕切る者により行われた監視活動、並びに特定された関連する統制を受けて、「ICR手続－事務及び会計手続」から構成される書類（叙述、フローチャート、及び統制のリスト）が、その最終化をもって進めるために、支援制度から取り出される。これらの手続は、当社のイントラネット上に掲載される。

上記の方法の適正な適用を確保するため、当グループの財務開示に関する内部統制を取り仕切る組織及びライン監視に含まれるプロセスを取り仕切る個人の両方を対象として、特別の研修会が定期的に開催される。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの単体財務書類及び当グループの連結財務書類の法定監査は、監査法人のKPMGエスピーエーに委任されている。

かかる監査法人への委任は、法定監査役会の提案に基づき、2019年５月16日の定時株主総会によって、2020年度から2028年度について行われた。

2023年６月から、エネルの法定及び連結財務書類の監査を担当するパートナーはレナト・ナスキ（Renato Naschi）氏に代わってダビデ・ユティリ（David Utili）氏である。

2009年より、当グループ内で業務を行う監査法人の独立性を維持するため、当グループ会社による、かかる監査法人又はかかる監査法人のネットワークに属する事業体への業務委託を統制する特定の手続が採用された。同手続は、自主的に採用された時点で、エネルの法定監査役会が定めた当グループの主要な社外監査役に対する独立性要件の管理及び監視のために、重要なコーポレート・ガバナンスの柱となった。2017年11月（及び、直近では2021年２月）、関連するイタリア法及び欧州の法的枠組みが変更した結果、エネルの法定監査役会は、「内部統制及び監査委員会」としての立場で、2010年１月27日付け法令第39号の19条に従い、上記の手続を更新した。かかる手続に従い、同法定監査役会は、当グループに属する会社による追加任務（すなわち、法定監査委託以外の委託任務で、かつ法令により規定される不適合性のない任務）の当グループの主要な社外監査役又はかかる監査役のネットワークに属する法人への委託に関し、事前承認の依頼を受ける。主要な社外監査役の独立性を妨げる可能性のない一部の類似した追加任務に関しては、法定監査役会は、事前の承認を表明することなく、むしろかかる追加任務の許可に関する事後の定期情報の受取人となるものとする。この場合、エネルの「監査」機能及び「コーポレート」機能は、かかる簡素化された手続につき、必須条件の存在を随時確認するものとする。統制市場に株式又は社債を上場するエネルのグループ会社（エネルを除く。）又はその子会社による主な社外監査役のネットワークに属する事業体への追加任務は、当該上場会社に適用される法律及びその経営上の自主性に従い、社外監査役の独立性の監視に関してエネルの法定監査役会が行使するものと同様の機能を行使する会社組織による事前承認、又は当該会社組織に対する事後の定期的な情報の提供の対象となる。

6.2 イタリア監査裁判所（Corte dei Conti）の監督

イタリア監査裁判所（Corte dei Conti）は、この目的のために選定した裁判官によりエネルの財務管理を監督する。この役割は2023年中、受託裁判官であるフランチェスコ・ペトロニオが担っていた。

イタリア監査裁判所により選任された裁判官は、取締役会及び法定監査役会に出席する。この点に関して、取締役会は、裁判官に対し、参加した会社組織の各会議につき、1,000ユーロの参加手当を支払うことを決議した。

イタリア監査裁判所は、行われた監督の結果に関する年次報告書を上院議長府及び下院議長府に対して提出する。

7. エンゲージメント方針

エネルは、当社及び当グループが行う事業に関する理解度を高めるために、機関投資家に加え株主及び社債権者一般、並びにそれらの各団体と各役割の相互理解に基づく恒常的でオープンな関係を確保することは市場に対する義務のみならず、自社の利益にも即していると考えてきた。この関係で、エネルは、市場濫用に関するイタリア法及び欧州規制に従い、海外におけるベストプラクティスに即して、かかる対話者との正しい透明性のある対話を継続している。過去数年間において、かかる対話活動により、株主総会への機関投資家の参加が大幅に増加した。

かかる対話の方法を規制するため、2021年３月、取締役会は会長の提案により、最高経営責任者と共同で、大部分がエネルにおいて既に従っている方針を具体化したもので、作成に際し当該事項に関して機関投資家が採用しスチュワードシップ・コードに反映されているベストプラクティスを考慮した、特別なエンゲージメント方針（当社ウェブサイトで閲覧可能である。）を採用した。

このエンゲージメント方針は、2023年に定期的に実施された。

・エネルが証券取引所上場以来確立してきた方針に沿い、特に以下に関して、対話活動に責任を負う組織構造を主に規定する。
  －機関投資家（並びに金融アナリスト及び格付機関）との継続的な対話に責任を負う、現在「事務管理、財務及び統制」機能の一部である「投資家関係」ユニット
  －個人株主及び社債権者と継続的に対話し、相対的な関心事に関する一切の有益な説明を行う、「法務、コーポレート、規制及び独占禁止法関連業務」機能の一部である「コーポレート業務」ユニットの特設エリア。
  前述の組織構造によって、及び正式な権限を有するその他の会社代表者によって、機関投資家並びにエネルの株主及び社債権者の大部分に提供される情報は、正確性、明確性、一貫性、完全性及び対称性の基準を満たしている。またかかる情報は、会社情報の処理に関してエネルが採用する規則の規定に従って適時に提供されている。

「投資家関係」部は、具体的には以下、すなわち(ⅰ)エネルの「エクイティ・ストーリー」の作成、当社の主要経営陣及び金融業界間の会議の主催、(ⅱ)格付機関及び債券投資家との関係管理、(iii)機関投資家及び金融アナリストとの関係管理、(iv)エネルの上場子会社に出資する機関投資家との関係管理の調整、(ⅴ)エネルの株式に関する市場分析及び報告の作成（金融アナリストのコンセンサスの監視も行う。）、(vi)エネルの株価に影響を与えるプレス・リリースの作成、並びに投資家に向けた当社のウェブサイトの開発及び更新に関し、「コーポレート業務」ユニットと連携した「対外関係」機能の支援を取り扱う。

－特に以下に関して、対話に用いられるツール及び対話が行われる方法の説明。

－非常に重要とみなされる文書及び情報を集めた当社のウェブサイトの「投資家」セクション（イタリア語及び英語の両言語に対応）の内容。具体的には、かかるセクションには、経済及び金融の情報、並びに株主及び社債権者の大多数にとって関心のある最新情報及び文書の両方が含まれている。

－当社ウェブサイト上で公表され、また株価に影響を与える場合は現行法に従って公開される、最も関連性の高い事象に関するプレス・リリース。

－株主総会。これについては「株主総会」の項に記載されている。

－以下の「投資家関係」部が計画する機関投資家（並びに金融アナリスト及び格付機関）との定期的な交流機会、すなわち(ⅰ)既に市場に開示した定期的な経済及び財政結果を解説する電話会議、(ⅱ)主要経営陣が当グループの最新の事業計画を説明する金融界との年１回の会議（いわゆる「キャピタル・マーケット・デー」）、(iii)主要経営陣が機関投資家と面会し、市場濫用に関する欧州及び国内の規制に従って当グループの事業計画、最新の経済及び財政データ並びに進行している臨時取引（もしあれば）について詳細に説明する定期的「ロードショー」。

－機関投資家との対話活動に取締役が関与する可能性を規定する。この点に関して、機関投資家は、「投資家関係」部との間で対話を行った後であっても、特に重要な問題についてさらに踏み込んだ分析を行う必要があると考える場合、まず、かかる「投資家関係」部から適切な説明を求めなければならないと規定されている。「投資家関係」部は、必要に応じて協議中の問題に対処する当社の他の主要経営陣を交えた、特別な会議を開く。機関投資家は、当該会議後も当該会議で取り扱った事項の重要な点について疑義が残る場合、「投資家関係」部に連絡し、当社取締役会との協議を要請することができる。このような要請があった場合、「投資家関係」部は「企業業務」部と連携して取締役会会長に速やかに通知し、取締役会会長は他の取締役に速やかに通知する。必要に応じて、「投資家関係」部は、場合により以下を含む特別な会議を開催する。

－最高経営責任者。当社の経営の主たる責任者として機関投資家に対応し、自己の経営権の範囲に含まれる事項について説明を行う権限を有する者である。

－取締役会会長。機関投資家に対して当社及びエネル・グループのコーポレート・ガバナンスに関する事項について適切な説明を行うため、自らの役割及び委任された権限を踏まえ、機関投資家と協議する権限を有している。

－取締役会の最高経営責任者との合意により、最高経営責任者との合意に基づき、取締役会が自ら決定する権利を害することなく、取締役会会長から参加を要請されたその他の取締役で、審議事項との関連で有用と思われる場合、各取締役会委員会の所属も考慮する。この場合、取締役会会長及び最高経営責任者は、当社及び当グループの利益のために協調及びアプローチの統一を図るため、エネルが採用した企業情報の処理に関する規則の規定に従い、当該会議に招集されたかかる他の取締役と、当該会議で議論される議題についての立場を事前に共有しておく。

またエンゲージメント方針には、機関投資家との会議に参加する際には、取締役は候補者名簿の提出及び／又はその選任に投票を行った株主に関して委任制限を設けないという一般原則を確実に遵守するものとし、当社又はエネル・グループに関する機密情報又は潜在的に内部的な性質を有する情報を開示することを控えるものと規定されている。

会長は、あらゆる株主との対話の進捗及び重要な内容について、いかなる場合も速やかに取締役会に報告されるよう徹底する。

2023年、当社は、機関投資家及び金融アナリストと、経済金融及びESGの両面から対話を継続した。

具体的には、対話では主に、マクロ経済及び地政学的シナリオに照らした当グループの戦略的再配置、並びに2022年11月のキャピタル・マーケッツ・デーに市場に向けて発表された処分計画、及び当グループの純金融負債へのかかる影響について重点が置かれた。さらに、特に気候変動に係る持続可能性に関する特定の側面も、対話の主題となった。また、株主総会で株主に高く評価された2023年の当社の報酬方針の策定についても、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンスに焦点を当てた対話を行った。

エネルでは、当グループの戦略の定期的なアップデートや、市場の期待に沿った企業報告にするため特に持続可能性の分野で有用と考えられる追加的な情報要素を特定する際に、前述の問題について機関投資家や金融アナリストから寄せられた意見を考慮に入れている。

8. 株主総会

前項で言及したエンゲージメント方針にも明記されているとおり、対話のツール及び機会は多岐にわたるとはいえ、エネルは、株主総会を株主と取締役会間の協議のための重要な機会とみなしている。その中で、当社は長きにわたり、株主総会への取締役の定期的な出席を約束するとともに、株主総会を適切に強化する具体策の採用が賢明であると考えてきた。特に、（当社及びその子会社の）従業員株主の間での委任状勧誘を強化すること並びに株主総会における意思決定プロセスへの参加を促進することを目的とした当社の定款の規定について言及している（かかる規定は、「所有構造－従業員の株式保有：議決権行使の仕組み」に詳細に記載されている。）。

イタリア民法、統一財務法及びCONSOBによって採択された施行規則における、上場会社の株主総会の機能に関する適用のある法令は、近年大きく変更及び修正され、株主の権利の行使が実質的に促進された。

株主総会は、定時総会及び臨時総会のいずれにおいても、とりわけ次の事項、すなわち、(ⅰ)取締役会及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任の決定（もしあれば）、(ⅱ)財務書類の承認及び純利益の配分、(ⅲ)自己株式の取得及び処分、(ⅳ)報酬方針及びその実施、(ⅴ)株式報酬制度、(ⅵ)当社定款の変更、(ⅶ)合併及び分割、そして(ⅷ)転換社債の発行について決議を行うことができることに留意されたい。

エネルの定款に基づき、定時及び臨時株主総会は、通例１回招集され（ただし、取締役会が、株主総会は１回より多く招集されることが望ましいとみなす場合、招集通知にその旨を表明することにより、追加設定することができる。）、適用ある法律に規定された過半数をもって構成及び決議され、また当社の登録事務所が所在する地方自治体において開催される（別途取締役会により決定された場合を除くが、ただしイタリア国内で開催されるものとする。）。

定時株主総会は財務書類を承認するため事業年度終了後180日以内に少なくとも１年に１回は招集されなければならない。

統一財務法は、株主総会に出席し議決権を行使する権利について、議決権を行使することができる者宛ての連絡によって証明され、仲介機関によって発行者へ送られ、株主総会が開催される日の７営業日前の日（以下「基準日」という。）の終了時の会計記録に基づき発行されなければならない、と規定している。

議決権を行使する資格のある者は、以下を行う。

・議題の事項について、株主総会の前であっても、招集通知で指定された期限までに質問することができる。かかる質問は、株主総会中までに回答される。
・株主総会の通知に示された当会社のウェブサイトの特定の項目を通して委任状を送付することによって、電子的手段によっても、その委任状を当会社に提出することができる。
・代理人が株主に対して利益相反を生じさせている状況を書面により通知し、株主の代わりに代理人が投票しなければならない各決議について具体的な議決権行使の指示がなされている場合、株主総会において利益相反の立場にある代理人によって代理投票されることもできる。
・当社により任命された代理人に対して、全て又はいくつかの議題の事項についての投票指示が記載されている委任状を付与することもでき、これは株主総会の日の２営業日前の取引終了時までに関係者へ送られなくてはならない。かかる委任状は、株主によってその費用が負担されるものではなく、CONSOBが作成した別表に従い記入されなくてはならず、投票指示がなされているものに関連する提案についてのみ有効である。

統一財務法及びCONSOBの公表した関連施行規定に基づき、エネルの定款（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）は取締役会に、個々の株主総会に関して電子的手段による株主参加の可能性について定め、株主総会の招集通知においてかかる参加についての条件を指定する権限を与えている。

株主総会は、法律及び定款に加えて、当社のウェブサイト上で閲覧可能な特別規則に従って執り行われる。

株主総会は、取締役会の会長が議長を務めるが、会長が不在であるか又は支障のある場合は副会長（もし任命されているならば）が議長を務め、両者が不在の場合、取締役会により指名された者が務め、指名のない場合は総会で議長を選任する。株主総会の議長は、秘書役の補佐を受けるものとし、議事録の作成が公証人に委託される場合には秘書役は出席しなくてもよい。株主総会の議長は、とりわけ総会が適正に成立していることを検証し、出席者の本人確認及び資格を検証し、手続を規制し、投票の結果を確認する。

各株主が議題の事項についての発言を請求する権利に関しては、株主総会の規則は、総会が確実に１回で終えられるようにするため、議長が、発言を請求する株主の数及び株主総会前に株主による当会社が応答していない質問（もしあれば）の他、協議される具体的な事項の性質及び重要性を考慮に入れ、参加者からの発言及びその応答に係る時間の制限（通常前者は10分以内、後者は５分以内である。）をあらかじめ決定することを規定している。議決権を有する者であれば誰でも、発言権を有しており、意見を述べたり、情報を求めたり、提案をすることができるが、協議される事項についての発言権は１回に限られている。議長又は議長の要望により議長の補佐をする者は、協議されている事項に関して発言した参加者に対し、全員の発言が終わったときに又は各発言が終わってから応答するものとする。発言を要求した者は、簡潔な応答を受けることができる。

総会の決議は、議長及び秘書役又は公証人により署名された議事録に記録される。臨時株主総会の議事録は、公証人により作成される。

9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者取引

CONSOBの規則を遵守して取締役会により採択され、エネルにおいて、エネルにより直接であるか又はその子会社を通じて間接にであるかを問わず行われる関連当事者取引に係る承認及び完了について規定する手続が実施された。かかる手続の実施は、関連当事者取引の透明性及び公正性を実体面でも手続／形式面でも確保することを目的とする。当該手続は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2010年11月に取締役会において承認され、直近では2021年６月に更新された、エネル内において現在有効な手続に従い、当社が直接に実行する関連当事者との取引は、以下の３つのカテゴリーに分けられる。

・「重要な取引」、すなわち、取引の等価価値、取引の対象である事業体の資産、及び買収される事業体の負債を考慮した３つの関連する指標について、特定の量的基準（５％）を超えている取引をいう。かかる取引が、適用ある法律又は定款によって株主総会の承認が必要とされない場合は、取締役会の承認に従う必要がある。
・「重要でない取引」、すなわち「重要な取引」及び「少額の取引」以外の取引をいう。
・「少額の取引」、すなわち、取引が実行される関連当事者のカテゴリーによって区別される、特定の基準を下回る等価価値によって特徴付けられる取引をいう。上記の手続は、「少額の取引」には適用されない。

関連当事者との取引の完了におけるエネルの利益並びに関連する条件の便宜及び実質的な公正性について、関連当事者委員会が事前に適切な意見を表明できるようにするため、かかる手続において「重要な取引」についての交渉及び予備調査も対象とする具体的な情報フローを決定する。

関連当事者委員会が発表した意見の有効性については、以下のとおり定められている。

・「重要でない取引」については、かかる意見は拘束力を持たない。しかしながら、エネルは各四半期の終了から15日以内に関連当事者委員会の否定的な意見がある場合に当該四半期において承認された「重要でない取引」の相手方、対象及び対価並びにかかる意見が共有されなかった理由を記載した書類を一般に公開するものとする。
・「重要な取引」については、関連当事者委員会が否定的な意見を公表した場合は、当社の取締役会が、定款に規定されている場合には（実際に規定されている。）、当該取引を定時株主総会に付議し、その承認を得ることができる。定時株主総会は、法律、定款及び利益相反のある場合に適用される規定が要求する過半数に影響を及ぼすことなく、議決権を有する関係のない株主の少なくとも半分の賛成票をもって決議を承認する（以下「ホワイト・ウォッシュ」という。）。いかなる場合であっても、「重要な取引」の完了は、株主総会に出席している関係のない株主が議決権付きの株式資本の少なくとも10%を占めることによってのみ阻止される。

取締役が、自己又は第三者のために、当社の利益と相反する取引に利害関係を有する場合（いわゆる「取引に関与した取締役」）、当該取締役は、かかる利害の性質、期間、発端及び範囲を速やかに他の取締役及び法定監査役に届け出て、当該取引の承認に係る決議を棄権するものとする。また、当社の最高経営責任者が現行の権限委譲制度に基づき承認する権限を有する取引について、最高経営責任者又は最高経営責任者を通じてつながりのある者が関係を有する場合、最高経営責任者は当該取引の承認を差し控え、これを取締役会に委任する。

当社の正規の法定監査役のうち１名又は当社の正規の法定監査役を通じてつながりのある者が関係を有する場合、当該利害関係のある法定監査役は、かかる利害の性質、期間、発端及び範囲を速やかにその他の法定監査役及び取締役会会長に届け出るものとする。

さらに、当該手続は、当社の最高経営責任者が付与された権限を行使して実行した活動に関する定期的な報告において、取締役会及び法定監査役会に対して少なくとも四半期毎に「重要な取引」及び「重要でない取引」とされた関連当事者との取引の実行に関する具体的な情報を提供することを定めている。

エネルが直接ではなく子会社を通して実行した関連当事者との間の取引について、具体的な手続が規定されている。この点に関して、当社の取締役会（取引に関与した取締役は決議を棄権する。）又は資格ある代理機関が現行の権限委譲制度に基づき、関連当事者委員会の拘束力のない事前の意見とともに、以下の１つ又は複数のカテゴリーに当てはまる、エネルが直接的及び／又は間接的に支配している会社が実行する関連当事者との間の取引の事前の評価を行う。

・特殊な取引又は異例の取引
・当該手続の適用範囲から外れた取引を除く、同等価値が10百万ユーロを超える取引

またこれについて、代理機関又は代理機関を通じてつながりのある者が関係を有する場合、代理機関は、エネルが直接的又は間接的に支配する会社による取引の完了に関する承認を差し控え、かかる評価を被代理機関に委任する。

エネルが直接実行した「重要でない取引」に関して上述されているように、子会社を通して行われる取引についても、関連当事者委員会が否定的な意見を表明したにもかかわらず、当社の取締役会又は現行の権限委譲制度に基づく資格ある代理機関が、かかる手続の目的に関連する子会社の取引の実行について賛成意見を表明した場合、エネルはかかる否定的な意見が共有されなかった理由が含まれた具体的な書類を公表しなければならないと定められている。

かかる手続は、関連当事者取引の特別なタイプ（うち主なものは、市場と同等又は標準の条件で実行される通常取引並びにエネルが（共同であっても）支配している会社との間の又はかかる会社間の取引及びエネルの関連会社との間の取引（ただし、取引の相手方である子会社又は関連会社が、エネルの他の関連当事者に重要な利益（当該手続で定義されている。）を有していない場合に限る。）である。）には適用されない。

緊急の場合に株主総会によらずに関連当事者取引の承認を得るために、簡易化された手続も定められているが、「重要な取引」に関する取締役会の排他的権限及び当該取引に関与した取締役が決議を棄権する義務には影響を与えず、かかる取引について、当社のその次の定時株主総会において拘束力のない投票を行うことが必要である。

また、取締役会は、コーポレート・ガバナンスに関して特別なベストプラクティス・ガイドラインを2015年１月に承認し、2021年６月にこれを更新した。それに従い以下を行うものとする。

・エネル及び他グループ会社は、取締役（又は取締役の関連当事者に属するといえる自然人若しくは法人）に対していかなる形態でも資金提供を差し控えるものとする。
・取締役は、取締役会及び関連当事者委員会に対して、エネル又は当グループ会社との職業上の契約又は商業上の関係（電力及び／又はガス及び／又はその他サービスの提供に関するものを除き、市場条件で規定されているもの）について直ちに報告するものとする（想定報酬が関連当事者取引に関する上記の会社手続により設定された最低値（すなわち、年間ベースで合計50,000ユーロ）を下回る場合を含む。）。

9.2 企業情報の処理

エネル・グループは特別な規則を適用するが、それには当社内の機密情報の管理及び処理に関する関連規則が含まれ、エネル及びその子会社に関する書類及び情報（特に内部情報）の公開のために従われるべき手続を指摘している。かかる規則は、コーポレート・ガバナンス・コードに規定された勧告及び内部情報の管理についてのCONSOBガイドライン、並びに適用ある欧州及びイタリアの市場濫用規則に従って採用された。

2000年２月に取締役会が採択し、直近では2018年９月に上記のCONSOBガイドラインを考慮に入れるために修正されたかかる規則は、市場に公開された企業データ及び情報が正確、完全、十分、適時かつ非選択的であることを確保すると同時に、第一には、機密情報を未公開のままにしておくことを目的としている。

規則では、当社の最高経営責任者及び当グループ会社の最高経営責任者に対し、個別の子会社に関する機密情報の公表は、いかなる場合においてもエネルの最高経営責任者との合意の上で行われなければならないと定めることにより、各自の権限範囲に係る機密情報の管理に関する一般的な責任を委任している。

また規則は、当グループ外への会社に関する文書及び情報を流通させる場合にとるべき具体的手続（内部管理、当該情報の取扱い及び開示、内部情報並びに財務情報に関する個別の規則を規定する。）についても定めており、会社の代表が報道機関及び他のマス・メディア（並びに金融アナリスト及び機関投資家）と接触する方法について、注意深く規制している。

かかる規則は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2023年、市場濫用に関する欧州及び各国の規制に従い、エネルは、以下を行った。

・(ⅰ)雇用、職業又は義務の実行を通して当社又は当社以外の当グループの会社に代って社外秘の情報を入手できる全ての個人及び法人を記録する登録簿（「インサイダー・リスト」）、並びに(ⅱ)当該情報を入手することができる者のリストを定期的に更新してきた。2017年６月、最終的には2018年12月、EUの法制により導入された重要な新たな規定及び上記CONSOBガイドラインに含まれる当該指示の両方を考慮するため、この点について当社が採用した方針を更新した。
・「関係人物」又はそれらと密接な関連がある当事者により行われる、当社の発行株式又は社債、デリバティブ及びその他それらに連動する関連金融商品に係る取引の透明性について内部取引における規則を適用した。特に、「関係人物」には、当社の株式資本の少なくとも10%を所有する株主、エネルの取締役及び正規の法定監査役並びに適用ある法律に定められた基準に従い最高経営責任者によりエネル内で指名された５名のその他の管理役職が含まれる（本書提出日現在）が、これは、かかる役職者が内部情報を常に利用でき、また当社の将来の発展及び事業展望に影響を与え得る経営意思決定を行う権限を有しているためである。2017年３月に、エネルの取締役会は、関連するEUの適用ある法律により2016年に採用された重要な修正につき認識し、内部取引について特別の会社規則（2017年７月及び直近では2019年９月に更新された。）を承認することが適切であるとみなしたことに留意されたい（当社のウェブサイトで閲覧可能である。）。

9.3 倫理規定

利害関係者との協調的アプローチ及び（内部関係、外部関係の双方において）当グループ自身が高い評価を受けることの重要性を考慮するとともに、当グループが行う活動に伴う社会的及び環境的影響を認識することにより、当グループの倫理規定の作成が促され、当社取締役会において2002年３月に承認された。

この規定（当社ウェブサイトにて閲覧可能）は数回にわたり改正され、最近では2021年２月、現行の参照枠組み、当グループの組織構造及び手続制度の変更、並びに国内外のベストプラクティスにその内容を合わせるために改正された。

したがって、倫理規定は、事業の運営に関する公約及び倫理的責任を明示し、全利害関係者に関して最大限の透明性及び公平性を要求する基準に従って、企業行動の規制及び調和をさせている。具体的には、以下の内容からなる。

・利害関係者との関係に関する一般原則。当該一般原則が、業務を遂行する上で当グループを動機づける基本価値を決める。かかる原則の中で、誠実性、公平性及び無差別性、機密性、株主の価値創造、人材の価値、情報の透明性及び完全性、サービスの質、並びに環境保護については、具体的に言及する。
・各種利害関係者に対する行動基準。一般原則の遵守を確保し、非倫理的行為のリスクを回避するために、エネルの役員及び従業員が守らなくてはならないガイドライン及び規則を具体化する。
・実施メカニズム。倫理規定の遵守及び継続的更新を確保するために考案された統制制度を規定する。

9.4 法令第231/2001号に基づく組織及び管理モデル

2002年７月以降、当社の取締役会は、2001年６月８日付け法令第231号の要件に従い、組織及び管理モデルを採用している。この法令は、イタリアの法制度に、会社の取締役、役員又は従業員が会社自体の利益のために犯した複数種類の犯罪について、会社に対する行政責任を負う制度を導入したものである。

当該モデルは、「一般事項」（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）及び個別の「特別事項」により構成され、事業組織構造の展開及び法令第231/2001号の規定に基づき上記モデルが防止しようとする多種の犯罪の展開を反映するために随時補足及び更新がされている(14)。

(14) 当該モデルが防止しようとする犯罪には、具体的には(ⅰ)行政機関との取引における犯罪、及び司法当局に対して供述しないよう、又は虚偽の供述をするよう誘導する犯罪、(ⅱ)企業犯罪、(ⅲ)テロリズム又は民主的秩序破壊の犯罪、(ⅳ)個人に対する犯罪、及び違法な労働の斡旋と搾取、不法滞在の外国人の雇用、人種差別と外国人排斥の犯罪、(ⅴ)市場の濫用に関する犯罪及び行政違反、(ⅵ)労働における安全衛生の保護に関する規則に違反して行われた過失致死罪及び重大又は重篤な傷害の犯罪、(ⅶ)故買、マネーロンダリング、違法な出所の金品又は利益の使用及び自己洗浄、(ⅷ)サイバー犯罪及び違法なデータ処理、並びに著作権侵害の犯罪、(ⅸ)組織犯罪に関連する犯罪、(ⅹ)環境犯罪、(ⅺ)私人の汚職及び私人の汚職扇動の犯罪、(ⅻ)租税犯罪、並びに(ⅹⅲ)現金以外の支払手段及び貴重品の不正譲渡に関する犯罪が含まれる。

同時にエネルは、一般的な観点から、当グループの他のイタリアの会社により導入された組織及び管理モデルの更新を目的とした活動を奨励した。これは当グループの組織及び管理構造を考慮した適正かつ統一的な実施を促進することを目的としている。

2016年９月に、エネルの取締役会はまた、当グループのイタリア国外の会社に宛てた文書である「エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム」（以下「EGCP」という。）を承認した。かかる文書は、当社の刑事責任及び関連する風評リスクをもたらす可能性のあるイタリア国外の犯罪行為（例えば、行政機関に対する犯罪、不正会計、マネーロンダリング、職場の安全に関する規則に違反して行われた犯罪、環境犯罪等）の遂行を防止するための当グループの倫理的及び専門的コミットメントを強化することを目的としたガバナンス手段である。

EGCPは、かかる問題に関する主要な国際的な参考規定（すなわち、腐敗防止に向けた主な国際条約、英国贈収賄法、米国海外不正行為防止法）に沿って、また当グループの現在の組織構造及び当グループが業務を展開している様々な国々の法的枠組みに適用される具体的な関連規則を考慮して作成されている。

上記のモデルの効果的な適用を監督し、その更新を監督するエネルの監督機関は、取締役会が指名した３名乃至５名の構成員からなる。これらの構成員は、特定の専門性及び職業経験を有し、当社若しくは当グループの出身者又は社外の者から選任される。2023年７月、エネルの取締役会は、企業組織及び企業犯罪法に関する職業的な専門知識全般を有する社外からの構成員３名（フィロメナ・パッセッジオ（Filomena Passeggio）（議長も務める。）、サルバトーレ・デ・ベリス（Salvatore De Bellis）及びアンドレア・マセッティ（Andrea Mascetti））から構成される新たなSBを任命した。この構成は、判例法上の慣行及び方向性に準拠しており、エネル社外の能力及び経験の貢献によりSBの自律性及び独立性を高めると同時に、内部統制及びリスク管理制度に関与する様々な主体の間で適切な調整を確保する必要性を満たしていると考えられている。具体的には、この調整は、(ⅰ)SBが法定監査役会及び（統制・リスク委員会を通じて）取締役会し、並びに継続的に会長及び最高経営責任者（内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する取締役である。）に対しては提供する実施した活動に関する情報により、また(ⅱ)「監査」及び「法務、コーポレート、規制及び独占禁止法関連業務」の各機能の責任者のSB会議への定期的な参加により、確保されている。

SBの構成員の任期は当社の取締役会と同じであるため、2025年の財務書類が承認される日に任期は終了する。

2023年中、SBは、上述の組織及び管理モデルに基づき規定された有効な企業行動規範の遵守を確認することを目的としたSBの業務を実行する上で、以下を行った。

・会議を11回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の支援も得て行われた、主要な事業分野（当該モデルにとって重要なもの）の分析及び当該分野の統制手続の調査について議論を行った。
・その他の主要な当グループの会社の監督機関（又は類似の機関）と、それぞれの機関に委ねられた意思決定の自主性を尊重しつつ、関連する事実及び監督活動で明らかとなった重大な問題についての会議を開催した。
・モデルの内容について従業員の継続的な更新を許容することを目的とする、訓練イニシアチブを推進した。

・活動について、取締役会会長及び最高経営責任者に対して報告をした。また、取締役会（統制・リスク委員会を通じて）及び法定監査役会に対しては定期的に報告をした。

さらに、2023年及び2024年の最初の数ヶ月、SBは、特定の法律の改正と企業の組織構造の変化を考慮するために、組織及び管理モデルのアップデートを推進した。2024年２月に取締役会によって承認されたこの更新は、一般事項と、(ⅰ)行政との関係における犯罪、及び司法当局に対して供述しないよう、又は虚偽の供述をするよう誘導する犯罪、(ⅱ)企業犯罪、(ⅲ)税犯罪、並びに(ⅳ)故買、マネーロンダリング、違法な出所の金品又は利益の使用及び自己洗浄に関連する「特別事項」に関するものである。

9.5 「腐敗ゼロ・トレランス」計画及び腐敗防止管理制度

2006年より当社は、グローバル・コンパクト（2000年に国連が提唱した行動計画）及びPACI（2005年にダボス世界経済フォーラムが提唱した腐敗防止パートナーシップ）のエネルによる遵守を具体化するために腐敗ゼロ・トレランス計画－ZTC（以下「ZTC計画」という。）を制定した。

ZTC計画（当社のウェブサイトにて公開されている。）は、倫理規定及び法令第231/2001号に従って採用された組織及び管理モデルを補完するものであり、腐敗に関してさらに重要な進歩をもたらすものであり、トランスペアレンシー・インターナショナルにより策定された原則の実施のための一連の勧告を採用することを目的としたものである。

なお、2017年中、エネルは、国際基準であるIS037001:2016（「贈収賄防止管理制度」）に認定された腐敗防止管理制度のコンプライアンスの認証を取得した世界でも最初の企業の１つとなっていたことを再認識されたい。かかる認証は、著名な公認の認証機関が行う独立した査定手続の後に付与され、かかる手続は２段階で行われる。最初にエネルの腐敗防止管理制度の構造の適切性（ガバナンス、役割及び責任、管理構造等の観点から）を確認し、それゆえに具体的な適用及び有効性の水準を査定する。

2023年中、当社は、当グループに属する他の重要な会社がIS037001:2016の認証を取得するための活動、並びに既にこの認証を取得している当グループの会社による同認証の維持に関連した活動を実行した。

組織的な観点から、当社は、2018年以降、IS037001:2016の基準に従った「腐敗防止コンプライアンス機能」の役割を、「法務、会社業務、規制及び独占禁止法関連業務」、「監査」及び「人及び組織」機能の責任者から構成される社内合議体（とりわけ、内部構造を監視する任務並びに管理及び贈収賄防止のための制度の実施を委ねられている。）に割り当てている。

9.6 人権ポリシー

当社は2013年に、国連により発行された「ビジネスと人権に関する指導原則」を反映した人権に関する方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）を制定し、地域の文化的、社会的及び経済的な相違を考慮しつつ、当グループが事業を行う各国に影響を与える企業活動及び取引関係の関連性から、エネルがこの点に関して取り組む原則を定めている。同時にエネルは、ステークホルダーに対し、取引先との関係における遵守、並びに委託業者、サプライヤー及び商業・財務パートナーによる遵守を促進しつつ、主に当グループの従業員に関して前述の原則に沿った行動をとるよう求めている。

この方針は、倫理規定、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル並びに人権問題についての「腐敗ゼロ・トレランス」計画に基づき既に規定されていたコミットメントを補強するものである。

この方針は、現行の参照枠組み、当グループの組織構造の変更、並びに国内外のベストプラクティスにその内容を合わせるため、かつ、2021年２月に行われた倫理規定の改定を踏まえ、2021年11月の取締役会において改定された。これに関連して、また当社に関連するステークホルダーとの具体的な協議プロセスの結果として、環境、気候変動対策及び人権との関連も、前述の方針の中で強調されている。

(2)【役員の状況】

(a) 取締役

男性取締役５名及び女性取締役４名（女性取締役の比率44.4%）

当社の現在の取締役会の構成員９名（その選任は2023年５月10日に効力が生じ、任期は2025年12月31日時点の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして取締役会の構成員が2024年５月９日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
会長（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	パオロ・スカローニ（1946年11月28日）	現在、ACミラン及びジュリアーニの取締役会会長を務めるほか、ボッコーニ大学のエネルギー移行及びエネルギー地政学修士課程で客員教授を務めている。1969年にミラノのボッコーニ大学で経済学の学士号を取得し、４言語に堪能であり、シェブロン（1969年から1971年）においてプロとしてのキャリアを開始した。 ニューヨークのコロンビア大学で経済経営学の修士号を取得（1972年）した後、マッキンゼー＆カンパニーでコンサルタントとして勤務（1972年から1973年）した。 1973年にサンゴバンに入社し、イタリア（1973年から1978年）及びラテンアメリカ（1978年から1983年）において様々な管理職を歴任した。 1983年にパリにおけるサンゴバンの板ガラス部門の責任者となり、フランスにおけるガラス部門の会長兼ジェネラル・マネージャーを務める等、同部門の全世界における活動の責任を担った。 1985年にサンゴバンを退社し、テチントに副会長兼最高経営責任者として入社した。テチント在籍中は、当時テチントが大株主であったファルクの執行副会長（1986年から1988年）並びにテチント及びピルキントンが折半出資していたSIVの最高経営責任者（1993年から1995年）も務めた。 1996年11月に全世界の自動車用製品の会長としてピルキントンに入社した。1997年５月から2002年５月まで、当時板ガラス製造の世界的なリーダーであったピルキントンの最高経営責任者を務めた。 2002年５月から2005年５月まで、エネルの最高経営責任者を務めた。 2005年５月から2014年５月まで、エニの最高経営責任者を務めた。 2014年５月から2023年５月まで、ロスチャイルド・グループの副会長を務めた。 2000年から2022年まで、ロンドン証券取引所の副会長及びアライアンス・ユニケムの会長等、様々な業務執行に直接関与しない役職を歴任した。アシキュラチオニ・ゼネラリ、ABNアムロ、Baeシステムズ、アルストム及びヴェオリアの取締役会構成員でもあった。 2003年にカヴァリエーレ・デル・ラヴォーロ（労働騎士勲章）、2013年にレジオン・ドヌール勲章コマンドゥールを受勲した。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	フラヴィオ・カッターネオ （1963年６月27日）	2023年６月12日よりエネル・イベリア・エスアールエルの会長、2023年６月20日よりエンデサ・エスエーの副会長を務めている。 また、現在は、NTVイタロの非業務執行副会長を務め、アシキュラチオニ・ゼネラリの取締役も務める。 2017年から2018年及び2014年から2016年までNTVイタロの最高経営責任者を務めた。 2016年から2017年までテレコム・イタリアの最高経営責任者を務めた。 2005年から2014年までテルナの最高経営責任者を務め、当該グループ内では2007年から2011年までブラジルの電力網運営会社であるテルナ・パルティチパソエスの取締役会会長も務め、ブラジルのサンパウロ証券取引所への上場等も指揮した。2003年から2005年までイタリア放送協会（RAI）のジェネラル・マネージャーを務めた。 1999年から2003年までフィエラ・ミラノの会長及び最高経営責任者を務め、とりわけイタリア証券取引所への上場プロセスを指揮した。 1998年から2001年までAEMミラン（現A2A）の副会長を務めた。ミラノ工科大学で建築学の学位を取得し、SDAボッコーニ経営大学院でREファイナンスプログラムに参加した。 2011年にカヴァリエーレ・デル・ラヴォーロ（労働騎士勲章）を受勲した。	2,500,000*

* このうち500,000株は自身が、2,000,000株は子会社が所有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	ヨハンナ・アルビブ（1969年１月４日）	1992年にジョン・キャボット大学のファイナンス学部を卒業し、1994年から2000年までイタリア、イスラエル及び米国でROEVグループのコミュニケーション活動及び不動産マーケティング戦略を担当したことからキャリアをスタートした。その後、2000年から2007年までイタリアの大手不動産会社AFIで渉外マネージャーを務め、また2008年から2013年まで英国の不動産会社パトロン・キャピタルのシニア・アドバイザーとして主にイタリアの投資分析及び開発に携わった。2018年以降不動産及び再生可能エネルギー分野のプライベート・エクイティ・プレーヤーであるIAMキャピタルで様々な役職を務めた。具体的には、2018年よりイタリア及び英国で活動するIAMキャピタル・リアルエステートのシニア・アドバイザーとして事業開発及びディールソーシングを担当し、2019年よりIAMキャピタル・ファンドSICAVでイタリアのディールソーシング及び資産運用業務を担当した。2021年よりIAMキャピタル・イタリア１の諮問委員会メンバーを務めている。 イスラエルのシヴィル・ソサエティでは、慈善活動の推進等関連役職を務め、現在も担当している。過去の役職では、2008年から2019年まで国際執行委員会のメンバーでもあった団体、カレン・ハ・イエソドのトラスティ・ボードの会長を2009年から2014年まで務め、現在もトラスティ・ボードのメンバーを務めている。2015年から2018年までのエルサレム財団の会長兼CEO在職中は、戦略的アプローチだけでなく、経営活動や資金調達活動も統括した。現任の役職としては、ハショメル・ハチャダシュの会長（2018年から）、イスラエルのユダヤ機関理事会メンバー（2005年から）並びにイスラエルの大学生及び高校生の奨学金を推進するマリオ財団及びクラウディオ・セグレ財団のボードメンバー等がある。	なし
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	マリオ・コルシ（1954年７月18日）	1978年にトリエステ大学化学工学部を優秀な成績で卒業し、1980年から1986年までトタル・グループでキャリアをスタートし、トリエステ製油所の機械メンテナンスマネージャーを務め、関連する管理統制を監督した。その後、1987年から1989年までジェネラリ・グループで多国籍企業や石油会社の技術的リスクの保険に携わった。その後、経営コンサルタントとして、最初は1989年から1994年までテロス・グループで特に組織及びICTプロファイルに焦点を当てた様々なプロジェクトを担当し、次に1994年から1995年までクーパース＆ライブランドで生産及び物流分野の組織再編を担当した。 1997年にABBグループに入社し、当初から2006年まで責任ある役割を担ってきた。この間、1999年から2000年まで「メンテナンス、エンジニアリング及びコンサルティング」及び「システムサービス」の事業ユニットのグローバル・マネージャー、2000年から2003年まで配電用変圧器事業ユニットのイタリア担当マネージャー、2002年から2004年まで営業マネージャー、そして2004年から2006年までイタリアの「パワー・テクノロジー」部門ジェネラル・マネージャーに就いた。その後、2006年から2007年までコンテナハンドリングクレーンの製造で世界をリードするファントゥッツィ・レジアーネ・グループの最高経営責任者、2008年から2009年まで中低圧ケーブルの製造で欧州をリードするトリヴェネタ・カヴィのジェネラル・マネージャーを務めた。2010年にABBグループに戻り、2010年から2014年まで配電用変圧器事業ラインのグローバル・マネージャーを務め、2015年から2020年３月までABBイタリアのマネージング・ディレクター、また2020年３月から12月まで取締役会長を務めた。この間、在イタリアのスイス商工会議所の理事やコンフィンドゥストリアの外国人投資家向け諮問委員会メンバー等、重要な協会の役職も兼任した。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	オルガ・ククルッロ（1972年11月17日）	1996年にローマ・ラ・サピエンツァ大学法学部を優秀な成績で卒業し、同大学で「仲介業者、発行者及び金融市場」の分野で修士号を取得し、当初は2003年まで弁護士として執務した。2003年５月から12月まで弁護士国民保険基金の法務部で短期間勤務した後、MEFに雇用され、そこでは、同省が所有する上場企業の民営化プロセス（2003年から2008年）、国家資産の管理及び強化（2012年から2013年）、並びに金融サービス、インフラ、輸送及び不動産ファンドの分野で事業を行う投資先企業に対する同省の株主権の管理及び行使（2009年から現在）を扱う部署で次第に責任ある仕事を任されていった。 2009年以降は、MEFの指名により、不動産、IT、造船、航空輸送、証券及び金融サービス分野で事業を行う様々な企業や財団の管理及び統制機関のメンバーを務めている。2020年から2022年までは、モンテ・ディ・パスキ・ディ・シエナ銀行の取締役を務め、リスク及びサステナビリティ委員会のメンバーも務めた。 また、公営企業において、法令第231/2001号に従って設立された監督機関の会長又は委員を務めている。	なし
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任	ダリオ・フリジェリオ（1962年６月24日）	ミラノのボッコーニ大学を政治経済学で優秀な成績を収めて卒業（1986年）した後、クレディト・イタリアーノでキャリアを始め、トレジャリー、自己勘定投資及びプライベート・バンキングを担当し（1988年から1995年まで）、その後、ジェスティ・クレディット・アセット・マネジメントで最高投資責任者を務め（1995年から1997年）、クレディット・ロロで最高投資責任者兼副ジェネラル・マネージャーを務めた（1997年から1998年）。 ユーロプラス・リサーチ・アンド・マネジメントの最高経営責任者兼最高投資責任者（1998年から2000年）を経て、パイオニア・グローバル・アセット・マネジメントの最高経営責任者を務め（2001年から2010年）、同時にユニクレディットの副社長兼グローバル・ウェルス・マネジメント部門長として、資産運用、プライベート・バンキング及びオンライン・バンキングを担当した（2004年から2008年）。 シティ・グループの資産運用部門EMEAエリア担当シニア・アドバイザー（2011年から2012年）の後、プレリオスSGRの最高経営責任者（2011年から2013年）、フィエラ・ミラノ財団の執行委員会副会長を務めた（2016年から2022年）。 2013年より独立系コンサルタントとして、機関投資家、年金基金及び財団等の資産運用部門及び資産管理部門や、上場企業及び非上場企業のコーポレート・ガバナンス・ポリシーの策定を担当した。 また、ウニクレディト・グループのイタリア及び海外の様々な企業で執行役員を務め（1996年から2010年）、ソージェフィ（2010年から2016年）、フルシックス（2011年から2015年）、レオナルド（2013年から2023年）、RCSグループ（2014年から2016年）、テレコム・イタリア・モバイル（2016年から2018年）、アトランティア（2019年から2023年）、Deaキャピタル（2019年から）等多数の上場企業及び非上場の企業で非常勤取締役、各種取締役会委員会の委員という役割を現在まで担ってきている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	フィアメッタ・サルモーニ（1966年11月10日）	ローマ・サピエンツァ大学では政治学及び国際関係学で優秀な成績を収め（1990年）、現在は、グリエルモ・マルコーニ大学で公法制度の正教授を務めている。 公法及び国際政治の問題を扱い、国内外の学術誌に多数の論文や科学分野の出版物を発表しており、これらに関するテーマで様々な会議やセミナーで講演を行っている。現在も代表的な科学雑誌の編集委員会のメンバーであり、権威ある学会や協会に参加している。 欧州経済ガバナンス、次世代EU、国家復興回復計画（NRRP）、欧州安定メカニズム（ESM）、欧州銀行同盟に関連する問題についての第一人者として知られている。 学術分野以外では、2003年から20年間、航空宇宙産業及び防衛産業で経験を積み、複数のイタリア企業及び国際的な企業の取締役及び会長を務める。 2006年から2008年には、AIADの中小企業委員会の委員長を務めた。	なし
取締役（資産管理会社及びその他の機関投資家のグループにより提出された候補者名簿から選任）	アレッサンドラ・スタビリーニ（1970年11月５日）	ミラノ大学法学部卒業（1995年）後、シカゴ大学法学修士号（2000年）、ミラノ・ボッコーニ大学商法博士号（2003年）を取得した。 学術分野では、商法研究員（2004年から）及びミラノ大学非常勤教授を歴任し、国際コーポレート・ガバナンス（2011年から2016年）、企業利益、企業の社会的責任及び財務報告（2016年から2018年）、並びに企業統治、企業の社会的責任（2018年より）の講義を現在まで続けている。 専門分野では、アドヴァント・NCTM・ストゥディオ・レガーレのエクイティ・パートナーを務め（2015年から2022年）、2022年にはミラノにスタビーレックス法律事務所を設立し、経営している。主に会社法（特に上場企業）、金融市場法、銀行法及びコーポレート・ガバナンスを扱っている。ミラノ仲裁会議所から任命された仲裁人を務めている。 現在、コイマSGR（2022年から）、ユニユーロ（2019年から）、バンカ・アイデクサ（2020年から）の非常勤取締役及び各種取締役会委員を務めており、過去には特にチェルヴェド（2019年から2021年）、GIMA TT（2017年から2019年）、バンカ・ウィディバ（2014年から2019年）で同様の役職を歴任している。 また、日立レールSTS（2017年から）及びイリー・カフェ（2021年から）の常勤監査役であり、過去にはパルマラット（2013年から2017年）、フィンテクナ（2014年から2017年）、ブルネロ・クチネリ（2014年から2023年）、及びヌオヴァ・バンカ・デレ・マーケ（2015年から2017年）において同様の役職に就いている。 また、イタリア銀行からの任命により、SIM及びSGRの清算人及び監視委員会のメンバーとして複数の役職を歴任し、現在もその地位にある。 ネドコミュニティ（イタリアの非常勤取締役協会）の取締役会メンバー（2014年から2022年）及び副会長（2016年から2022年）、並びにエコダ（欧州取締役協会連合）の取締役会メンバー（2019年から2022年）及び政策委員会（2018年から2023年）の役職を務めた。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任）	アレッサンドロ・ゼヘントナー（1962年7月19日）	ウルビーノ大学社会学部を卒業し、1997年からイタリア及びスペインで自動車、エンジニアリング及び再生可能エネルギーの分野でワット・インダストリーズ（熱油圧分野）、シーバー／ロシュリング（自動車分野）、ジョンソンコントローズ（自動車分野）リア・コーポレーション（自動車及び電子工学）、クーパー・スタンダード（自動車分野）及びDNV－デット・ノルスケ・ベリタス（再生可能エネルギー分野）等の多国籍企業の購買部門の部長を務めた。 これらの任務を遂行する中、特に技術的な実現可能性、財務分析、プロジェクトの契約及び財務管理、企業間報告の管理並びに規制遵守に携わった。 モロッコ、ポーランド、メキシコ及びその他のLCCにおける主要な工業生産活動のSOPを担当した。 さらに、欧州、米国及びラテンアメリカで国際的な規模のワーキング・グループを統括した。 フェロヴィア・トレント・マレ（1996年から2001年）の取締役会及び執行役会のメンバーを、また、アルピコム（2000年から2005年）及びトレンティーノ・デジタル（2001年から2004年）の取締役会のメンバーを務めた。	なし

(b) 法定監査役

当社の法定監査役会の正規の構成員３名（2022年５月19日開催の株主総会により選任され、任期は３年間で、2024年12月31日時点の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社の認識する限り、2024年５月９日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
法定監査役会議長（機関投資家のグループにより提出された派候補者名簿から選任）	バルバラ・タドリーニ（1960年３月20日）	1985年７月にジェノヴァ大学の経済学及び経営学の学位を取得し優秀な成績で卒業した。公認会計士であり、船舶仲立人の資格も有している。最初はジェノヴァの会計事務所で、そしてアーサー・アンダーセンに関連する税理士事務所で勤務した後、1991年より自らの事務所を設立した。現在は、ビジネス及び税務のアドバイスを提供して企業評価活動を行う会計事務所「ティエル」のパートナーを務めている。公認会計士協会において様々な役職を務めており、ネッドコミュニティ（イタリアの非業務執行取締役の協会）及びウーマン・コーポレート・ディレクターズのメンバーである。これまで、そして現在も、有力なイタリア企業の取締役会及び法定監査役会において役職に就いている。具体的には、ティスカリの法定監査役会議長、ルックソティカ・グループ、グランディ・ナヴィ・ヴェロキ及びサルモイラーギ・アンド・ヴィガーノの正規法定監査役、フォンディアリア・サイ、ウニポルサイ及びナイス・フットウェアの独立取締役を務めている。現在は、フランチェスコ・バレットの法定監査役会議長、パルマラット、ユーロモビリアーレ・アドバイザリー・エスアイエム及びガルブセラ・ビスコッティの正規法定監査役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
正規法定監査役 (株主であるMEFにより提出された候補者名簿から選任)	モーラ・カンプラ(1961年５月30日)	トリノ大学で経済学及び経営学を専攻し、優秀な成績で卒業した。公認会計士及び監査役の資格を有し、2002年に東ピエモンテ大学経済経営学部の経営学正教授となり、いくつかの重要な役職(特に大学上院議員)を務め、2019年から「管理、コンサルティング及び人間」の修士課程で議長を務めている。経営及び会計のさまざまな側面、特に国際財務報告基準(IFRS)、非財務情報の進化的傾向及び企業結合等を扱い、国内外の主要学術誌の諮問委員を務め、複数の科学論文を執筆している。また、国際財務報告基準を監督するイタリアの会計基準設定主体(OIC)の委員会メンバー、ETAP(欧州税務及び会計の実務)及びユーロメッド・アカデミー・オブ・ビジネスのメンバー、さらに、イタリア会計・経営経済教師協会(SIDREA)の財務諸表及び会計基準に関するワーキング・グループの共同コーディネータを務めている。また、イタリアの重要な企業の法定監査役会において役職を歴任し、現在もなお、その地位にある。具体的にはプリマ・インダストリー、サーファクタリング及びアトランティアの正規法定監査役を務め、現在はカッサ・ディ・リスパルミオ・ディ・アスティの法定監査役会議長及びピレリの正規法定監査役を務めている。	なし
正規法定監査役 (株主であるMEFにより提出された候補者に基づき、候補者名簿への投票後、法律で求められる多数をもって任命)	ルイージ・ボレ(1965年１月１日)	1988年ミラノのボッコーニ大学経営経済学部を卒業した。公認会計士及び監査役の資格を有しており、ミラノ裁判所の鑑定人も務める。経営経済学の准教授として、1990年からミラノのボッコーニ大学で、1998年からは東ピエモンテ大学で教鞭をとる。雑誌「公認会計士ジャーナル(Rivista dei Dottori Commercialisti)」の科学委員会のメンバーであり、イタリア会計基準設定主体(OIC)及び勅許公認会計士協会の現地GAAP更新のための委員会のメンバーでもある。国内有数のアドバイザリー組織で10年以上にわたる豊富な経験を積んだ後、2000年に創設パートナーとしてプロ・アンド・コー・スタジオ・アソシアートを設立した。特に事業評価、特別な企業取引、民事及び刑事訴訟における技術的評価、国内外の会計原則に関する意見、事業計画の立案及び／又は評価並びに単一企業及び企業グループに影響を及ぼす債務再編取引等を専門としている。ビジネス経済学の分野で、研究的な観点及び専門的な価値から、数冊の出版物を執筆している。重要な国内の企業及び団体の取締役会及び法定監査役会において役職を歴任している。ポスト・イタリエンヌの元法定監査役会議長であり、現在は、ユーロミラノの取締役会会長、ISPI(国際政治研究所)及びCAI(コンパニア・アエレア・イタリアーナ)の取締役、EICMA及びラボラトリオ・ファルマチェウティコ・エスアイティーの法定監査役会議長、並びにエベラール・イタリアの正規法定監査役を務めている。	なし

(3)【監査の状況】

(a) 法定監査役

「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会」及び「第一部－第５－３－(2)－(b)法定監査役」を参照のこと。

(b) 内部監査

「第一部－第５－３－(1)－②」の「2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」、「4．内部統制及びリスク管理制度」及び「5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。
内部統制及びリスク管理制度（ICRMS）は、当社の持続可能的な成功に貢献するために、当グループ内の主な会社リスクの特定、測定、管理及び監視を目的とした、一連の規則、手続及び組織的事業体から構成される。
ICRMSには、以下の主体が関与している。
・取締役会（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会」の「1.1 現在の構成及び任期」及び「1.3 役割及び機能」を参照のこと。）
・統制・リスク委員会（「第一部－第５－３－(1)－②－2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」を参照のこと。）
・取締役会会長（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.6 会長」を参照のこと。）
・ICRMSを担当する取締役（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.7 最高経営責任者」を参照のこと。）
・法定監査役会（「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会－3.1 現在の構成及び任期」を参照のこと。）
・監査機能の責任者
・第２レベル統制制度
・担当する役員（「第一部－第５－３－(1)－②－5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。）
・監督機関
・従業員
「監査」機能に関して、2014年７月、取締役会は、シルヴィア・フィオリを「監査」機能の責任者として任命した。
取締役会は、2013年11月、エネル・グループに関連する主なリスクが正しく特定され、十分に測定され、管理され、監視されるようにするため、ICRMSのガイドラインを承認した（その後、2015年２月、2016年２月及び2023年12月に更新された。）。詳細は、「第一部－第５－３－(1)－②－4．内部統制及びリスク管理制度」を参照のこと。
さらに、2015年２月、取締役会は、内部監査機関により発行された専門家基準及び上場会社のベストプラクティス、並びにICRMSのガイドラインの内容に沿って、監査規定を含む文書を承認した（その後、2022年２月に更新された。）。かかる監査規定は、当社のウェブサイト上でも閲覧できる。

(c) 外部監査

監査法人KPMGエスピーエーは、エネルの年次財務書類及び当グループの連結財務書類に係る法定監査を委任されている。
当該監査業務に関与した補助者の人数は、６名である。
かかる監査法人への委任は、2019年５月16日の定時株主総会により、法定監査役会の提案に基づき、2020年度から2028年度に関して、承認された。
エネルの法定の連結財務書類に係る監査について責任を負うパートナーは、ダヴィデ・ユティリである。
「第一部－第５－３－(1)－②－6．外部統制」を参照のこと。

(d) 監査報酬

①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

区分	2022年		2023年	
	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）
提出会社	0.5	2.1	0.9	1.8
連結子会社	12.2	2.5	14.1	2.5
計	12.7	4.6	15.0	4.3

②その他の重要な報酬の内容

監査及び監査関連業務に関するその他の重要な報酬はない。

③外国監査公認会計士等による非監査業務の内容

非監査業務の報酬は、その他の予定された取引に関して履行された手続について請求され又は請求される予定の合計金額である。

④外国監査公認会計士等の監査報酬に関する決定方針

監査証明業務に基づく報酬は、法定監査役会の提案に基づき、定時株主総会により承認される。
非監査業務に基づく報酬は、法定監査役会との合意の上、内部統制委員会により承認される。

(4)【役員の報酬等】

「第一部－第５－３－(1)－②－1.14 報酬」を参照のこと。

(5)【株式の保有状況】

該当なし。

第６【経理の状況】

エネル・エスピーエー（以下「エネル」又は「当社」という。）は、イタリアの法令で認められているように、欧州連合により導入された国際財務報告基準（以下「EU版IFRS」という。）に基づき連結財務書類及び個別財務書類を作成している。当社は、本国において年次報告書により財務書類を開示している。

本書記載の当社の和文の年次連結財務書類及び個別財務書類は、かかる年次報告書に掲載された原文の年次連結財務書類及び個別財務書類を翻訳したものである。EU版IFRSと日本における会計原則及び会計慣行の主な相違点に関しては、本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に説明されている。

本項には、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、並びに2023年12月31日及び2022年12月31日に終了した２年間の会計期間の当社の年次連結財務書類及び個別財務書類の日本語訳を掲載している。当該年次連結財務書類及び個別財務書類は、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号）（以下「財務諸表等規則」という。）第328条第１項の規定の適用を受けている。

原文の当年度及び前年度の財務書類は、独立登録会計事務所であるKPMG SpAの監査を受けており、かかる会計監査人の監査報告書及び同意書が本書に添付されている。

なお、上記独立登録会計事務所による監査を受けたことにより、当社の原文の財務書類は「財務諸表等の監査証明に関する内閣府令」（昭和32年大蔵省令第12号）第１条の２の規定で定めるところの、監査証明に相当すると認められる証明を受けたとみなされるため、金融商品取引法第193条の２第１項第１号の規定にもとづき、本邦の公認会計士又は監査法人による監査証明を受けていない。

当社の原文の財務書類は、ユーロで表示されている。以下の連結財務書類及び個別財務書類で表示された主要な計数についての円換算金額は、財務諸表等規則第331条の規定に基づき、2024年6月3日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値である１ユーロ＝170.62円の換算レートで換算したものである。

上記の主要な計数の円換算額及び本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に関する記載は当社の原文の財務書類に含まれておらず、従って上記独立登録会計事務所の監査報告書の対象に含まれていない。

1【財務書類】

A．連結財務書類

連結損益計算書

2023年12月31日及び2022年12月31日に終了した年度

		2023年度				2022年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	11.a	92,882	158,475	7,260	12,387	135,653	231,451	12,939	22,077
その他の収益	11.b	2,683	4,578	18	31	4,864	8,299	*389*	664
小計		**95,565**	**163,053**			**140,517**	**239,750**		
営業費用									
電力、ガス及び燃料	12.a	46,270	78,946	11,578	19,754	96,896	165,324	27,880	47,569
サービス及びその他の原材料	12.b	18,304	31,230	3,351	5,717	20,228	34,513	3,800	6,484
人件費	12.c	5,030	8,582			4,570	7,797		
営業債権及びその他の受取債権に係る正味減損損失／(戻入)	12.d	1,334	2,276			1,278	2,181		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	12.e	8,089	13,801			7,447	12,706		
その他の営業費用	12.f	6,125	10,450	620	1,058	4,685	7,994	581	991
資産計上された費用	12.g	(3,385)	(5,775)			(3,415)	(5,827)		
小計		**81,767**	**139,511**			**131,689**	**224,688**		
商品契約から生じた純損益	13	**(2,966)**	**(5,061)**	**(7)**	**(12)**	**2,365**	**4,035**	**50**	**85**
営業利益		**10,832**	**18,482**			**11,193**	**19,097**		
デリバティブから生じた金融収益	14	1,558	2,658			3,118	5,320		
その他の金融収益	15	2,916	4,975	239	408	3,430	5,852	154	263
デリバティブから生じた金融費用	14	2,167	3,697			3,414	5,825		
その他の金融費用	15	5,966	10,179	89	152	5,880	10,032	34	58
超インフレ調整から生じた利益／(損失)純額	15	284	485			290	495		
持分法による投資利益／(損失) (1)	16	(41)	(70)			(60)	(102)		
税引前当期純利益 (1)		**7,416**	**12,653**			**8,677**	**14,805**		
法人所得税等	17	2,778	4,740			3,523	6,011		
継続事業から生じた当期純利益／(損失) (1)		**4,638**	**7,913**			**5,154**	**8,794**		
親会社株主帰属持分 (1)		3,813	6,506			3,573	6,096		
非支配株主帰属持分		825	1,408			1,581	2,698		
非継続事業から生じた当期純利益／(損失) (1)	7	**(371)**	**(633)**			**(2,234)**	**(3,812)**		
親会社株主帰属持分 (1)		(375)	(640)			(1,891)	(3,226)		
非支配株主帰属持分		4	7			(343)	(585)		
当期純利益／((損失)(親会社及び非支配株主持分に帰属する損益)		**4,267**	**7,280**			**2,920**	**4,982**		
親会社株主帰属持分		3,438	5,866			1,682	2,870		
非支配株主帰属持分		829	1,414			1,238	2,112		
1株当たり利益	18								
基本的1株当たり利益	18								
基本的1株当たり利益		0.32	1			0.15	0		
継続事業から生じた1株当たり基本利益／(損失) (1)		0.36	1			0.34	1		
非継続事業から生じた基本的1株当たり利益／(損失) (1)		(0.04)	0			(0.19)	0		
希薄化後1株当たり利益	18								
希薄化後1株当たり利益		0.32	1			0.15	0		
継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益／(損失) (1)		0.36	1			0.34	1		

非継続事業から生じた希薄化後1株当たり利益／(損失)[(1)]	(0.04)	0		(0.19)	0	

(1) 2022**年の数値は、**2023**年**12**月に売却したロシア会社**Rusenergosbyt LLC**の「持分法による投資利益／(損失)」を「非継続事業」に分類するために調整されている。**

連結包括利益計算書

	注記	2023年度 百万ユーロ	2023年度 億円	2022年度 百万ユーロ	2022年度 億円
当期純利益		**4,267**	**7,280**	**2,920**	**4,982**
後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益／(損失)(税効果控除後)					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		2,714	4,631	(1,677)	(2,861)
ヘッジ費用の公正価値変動額		49	84	(70)	(119)
持分法適用投資のその他の包括利益の持分		98	167	233	398
FVOCIで測定される金融資産の公正価値変動額		11	19	(44)	(75)
為替換算調整勘定変動額(1)		(523)	(892)	959	1,636
売却目的保有／非継続事業に分類された非流動資産および処分グループに関連して、後に純損益に再分類される可能性のあるその他の包括利益累計額(1)		16	27	(78)	(133)
後に純損益に再分類される可能性のないその他の包括利益／(損失)(税効果控除後)					
確定給付制度向け負債／(資産)の再測定		(150)	(256)	303	517
他社における持分投資の公正価値変動額		3	5	13	22
売却目的保有／非継続事業に分類された非流動資産および処分グループに関連して後に純損益に再分類される可能性のないその他の包括利益累計額		(1)	(2)	21	36
当期その他包括利益／(損失)合計	37	**2,217**	**3,783**	**(340)**	**(580)**
当期包括利益／(損失)		**6,484**	**11,063**	**2,580**	**4,402**
帰属先:					
‐親会社株主		5,172	8,824	1,658	2,829
‐非支配株主持分		1,312	2,239	922	1,573

(1) 2022年度の数字は、2023年12月に売却したロシア会社Rusenergosbyt LLCに係る「為替換算準備金の変動額」を「非継続事業」に分類するために調整している。

連結財政状態計算書

		2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資産									
非流動資産									
有形固定資産	19	89,801	153,218			88,521	151,035		
投資不動産	22	97	166			94	160		
無形資産	23	17,055	29,099			17,520	29,893		
のれん	24	13,042	22,252			13,742	23,447		
繰延税金資産(1)	25	9,218	15,728			11,175	19,067		
持分法適用投資	26	1,650	2,815			1,281	2,186		
非流動金融デリバティブ資産	27	2,383	4,066	*4*	7	3,970	6,774	-	-
非流動契約資産	28	444	758			508	867		
その他の非流動金融資産	29	8,750	14,929	1,930	3,293	8,359	14,262	1,885	3,216
その他の非流動資産	31	2,249	3,837	6	10	2,486	4,242	-	-
合計		**144,689**	**246,868**			**147,656**	**251,931**		
流動資産									
棚卸資産	33	4,290	7,320			4,853	8,280		
営業債権	34	17,773	30,324	*1,266*	2,160	16,605	28,331	*1,563*	2,667
流動契約資産	28	212	362			106	181		
未収税金		705	1,203			561	957		
流動金融デリバティブ資産	27	6,407	10,932			14,830	25,303	5	9
その他の流動金融資産	30	4,329	7,386	174	297	13,753	23,465	104	177
その他の流動資産	32	4,099	6,994	92	157	4,314	7,361	153	261
現金及び現金同等物	35	6,801	11,604			11,041	18,838		
合計		**44,616**	**76,124**			**66,063**	**112,717**		
売却目的保有資産(1)	36	**5,919**	**10,099**			**6,155**	**10,502**		
資産合計(1)		**195,224**	**333,091**			**219,874**	**375,149**		

(1) 2022年度の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

負債及び株主持分		2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
親会社株主帰属持分									
資本金		10,167	17,347			10,167	17,347		
自己株式準備金		(59)	(101)			(47)	(80)		
その他の準備金		6,551	11,177			2,740	4,675		
利益剰余金(1)		15,096	25,757			15,795	26,949		
合計		**31,755**	**54,180**			**28,655**	**48,891**		
非支配株主持分		**13,354**	**22,785**			**13,425**	**22,906**		
株主持分合計(1)	37	**45,109**	**76,965**			**42,080**	**71,797**		
非流動負債									
長期借入金	38	61,085	104,223	659	1,124	68,191	116,347	774	1,321
従業員給付	39	2,320	3,958			2,202	3,757		
リスク及び費用向け引当金(非流動部分)	40	6,018	10,268			6,055	10,331		
繰延税金負債(1)	25	8,217	14,020			9,794	16,711		
非流動金融デリバティブ負債	27	3,373	5,755	8	14	5,895	10,058	9	15
非流動契約負債	28	5,743	9,799	18	31	5,747	9,806	17	29
その他の非流動金融負債	41	8	14			-	-		
その他の非流動負債	42	4,236	7,227			4,246	7,245		
合計		**91,000**	**155,264**			**102,130**	**174,254**		
流動負債									
短期借入金	38	4,769	8,137	3	5	18,392	31,380	14	24
一年以内返済予定の長期借入金	38	9,086	15,503	111	189	2,835	4,837	110	188
リスク及び費用向け引当金(流動部分)	40	1,294	2,208			1,325	2,261		
営業債務	44	15,821	26,994	2,829	4,827	17,641	30,099	2,810	4,794
未払法人所得税		1,573	2,684			1,623	2,769		
流動金融デリバティブ負債	27	6,461	11,024	15	26	16,141	27,540		
流動契約負債	28	2,126	3,627	53	90	1,775	3,029	43	73
その他の流動金融負債	45	909	1,551			853	1,455	1	2
その他の流動負債	43	14,760	25,184	40	68	11,713	19,985	47	80
合計		**56,799**	**96,910**			**72,298**	**123,355**		
売却目的保有資産に分類される処分グループに含まれる負債(1)	36	**2,316**	**3,952**			**3,366**	**5,743**		
負債合計(1)		**150,115**	**256,126**			**177,794**	**303,352**		
負債及び株主持分合計(1)		**195,224**	**333,091**			**219,874**	**375,149**		

(1) 2022年度の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

次へ

連結持分変動計算書 (注記37)

親会社株主に帰属する資本金及び準備金

	資本金	資本準備金	自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	その他の準備金	為替換算準備金	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	FVOCIで測定された金融商品から生じた準備金	持分法適用投資から生じた準備金	数理計算上の準備金	支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金	非支配株主持分の取得から生じた準備金	利益剰余金	親会社株主帰属持分	非支配株主持分	株主持分合計
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
2021年12月31日現在	**10,167**	17,347	**7,496**	12,790	**(36)**	(61)	**5,567**	9,498	**2,034**	3,470	**2,313**	3,946	**(8,125)**	(13,863)	**(2,268)**	(3,870)	**(39)**	(67)	**10**	17	**(721)**	(1,230)	**(1,325)**	(2,261)	**(2,378)**	(4,057)	**(843)**	(1,438)	**17,801**	30,372	**29,653**	50,594	**12,689**	21,650	**42,342**	72,244
新しい会計方針の適用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(3)	**(2)**	(3)	-	-	**(2)**	(3)
2021年12月31日現在修正再表示	**10,167**	17,347	**7,496**	12,790	**(36)**	(61)	**5,567**	9,498	**2,034**	3,470	**2,313**	3,946	**(8,125)**	(13,863)	**(2,268)**	(3,870)	**(39)**	(67)	**10**	17	**(721)**	(1,230)	**(1,325)**	(2,261)	**(2,378)**	(4,057)	**(843)**	(1,438)	**17,799**	30,369	**29,651**	50,591	**12,689**	21,650	**42,340**	72,241
配当金支払額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,963)	(6,762)	**(3,963)**	(6,762)	(937)	(1,599)	**(4,900)**	(8,360)
ハイブリッド債保有者への利息支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123)	(210)	**(123)**	(210)	-	-	**(123)**	(210)
再分類	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**	-
自己株式の取得	-	-	-	-	(14)	(24)	-	-	-	-	14	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	(24)	**(14)**	(24)	-	-	**(14)**	(24)
自己株式による支払	-	-	-	-	3	5	-	-	-	-	(3)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	**3**	5	-	-	**3**	5
株式に基づく報酬向け準備金(LTI賞与)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**8**	14	-	-	**8**	14
資本性金融商品 – 永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**	-
貨幣生項目の再評価(IAS29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	411	701	**410**	700	316	539	**726**	1,239
連結範囲における変動	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,365	2,329	18	31	5	9	-	-	21	36	14	24	4	7	(30)	(51)	-	-	**1,397**	2,384	56	96	**1,453**	2,479
非支配株主持分との取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31)	(53)	(10)	(17)	5	9	-	-	-	-	(1)	(2)	(16)	(27)	(319)	(544)	-	-	**(372)**	(635)	379	647	**7**	12
当期包括利益／(損失)	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**879**	1,500	**(1,293)**	(2,206)	**(52)**	(89)	**(31)**	(53)	**224**	382	**249**	425	**-**	-	**-**	-	**1,682**	2,870	**1,658**	2,829	**922**	1,573	**2,580**	4,402
内訳:																																				
- その他の包括利益／(損失)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	879	1,500	(1,293)	(2,206)	(52)	(89)	(31)	(53)	224	382	249	425	-	-	-	-	-	-	**(24)**	(41)	(316)	(539)	**(340)**	(580)

| | | |

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2023年度				2022年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
当期純利益		**4,267**	**7,280**			**2,920**	**4,982**		
調整:									
営業債権及びその他の金融資産の正味減損損失	12.d	1,355	2,312			1,288	2,198		
減価償却費、償却費及びその他の減損損失	12.e	8,457	14,429			8,809	15,030		
金融(収益)／費用	14-15	3,437	5,864			2,499	4,264		
持分法適用投資から生じた正味(利得)／損失	16	(17)	(29)			(23)	(39)		
法人所得税等		2,807	4,789			3,470	5,921		
正味運転資本の変動		(604)	(1,031)			(3,961)	(6,758)		
- 棚卸資産	33	435	742			(2,166)	(3,696)		
- 営業債権	34	(2,487)	(4,243)	*297*	507	(2,783)	(4,748)	*(242)*	(413)
- 営業債務	44	(1,165)	(1,988)	19	32	1,333	2,274	(1,272)	(2,170)
- その他の契約資産	28	(107)	(183)			15	26		
- その他の契約負債	28	172	293	10	17	254	433	31	53
- その他の資産／負債		2,548	4,347	(52)	(89)	(614)	(1,048)	(783)	(1,336)
引当金の繰入		1,403	2,394			803	1,370		
引当金の目的使用		(1,647)	(2,810)			(1,521)	(2,595)		
受取利息及びその他の金融収益の受取 (1)	14-15	2,049	3,496	239	408	2,715	4,632	154	263
支払利息及びその他の金融費用の支払 (1)	14-15	(5,657)	(9,652)	*(89)*	(152)	(5,134)	(8,760)	*(34)*	(58)
商品の測定から生じた正味(収益)／費用		1,359	2,319			(927)	(1,582)		
法人所得税支払	17	(2,958)	(5,047)			(1,934)	(3,300)		
正味キャピタル・ゲイン		369	630			(355)	(606)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A) (1)		**14,620**	**24,945**			**8,649**	**14,757**		
うち非継続事業		132	225			(391)	(667)		
有形固定資産における投資額	19-22	(11,383)	(19,422)			(11,281)	(19,248)		
無形資産における投資額	23	(1,385)	(2,363)			(1,961)	(3,346)		
資本助成金の受取		413	705			-	-		
非流動契約資産における投資額		(795)	(1,356)			(1,261)	(2,152)		
会社(又は事業単位)への現金及び現金同等物控除後の投資額	8	(17)	(29)			(1,275)	(2,175)		
会社(又は事業単位)からの現金及び現金同等物控除後の売却額	8	2,083	3,554			2,032	3,467		
その他の投資活動における(増加)/減少		474	809			120	205		
投資活動によるキャッシュ・フロー(B)		**(10,610)**	**(18,103)**			**(13,626)**	**(23,249)**		
うち非継続事業		(442)	(754)			(351)	(599)		
新規長期借入による収入	48.3	6,093	10,396			22,399	38,217		
借入金返済による支出	48.3	(6,006)	(10,247)	(125)	*(213)*	(9,359)	(15,968)	(97)	*(166)*
正味金融債務におけるその他の変動		(4,072)	(6,948)			(620)	(1,058)		
借入に関連するデリバティブに伴う受取／(支出) (1)		-	-			-	-		
支配の変動を伴わない、株主持分の取得による支出及び非支配株主持分におけるその他の取引による支出		(25)	(43)			12	20		
ハイブリッド債の発行／(償還)		986	1,682			-	-		
自己株式の取得による支出		(20)	(34)			(14)	(24)		
配当及び中間配当の支払による支出		(5,135)	(8,761)			(4,901)	(8,362)		
ハイブリッド債保有者への利息の支払による支出		(182)	(311)			(123)	(210)		
財務活動による／(に用いた)キャッシュ・フロー(C) (1)		**(8,361)**	**(14,266)**			**7,394**	**12,616**		
うち非継続事業		(16)	(27)			656	1,119		
現金及び現金同等物に係る為替変動の影響(D)		**(49)**	**(84)**			**136**	**232**		
現金及び現金同等物における増加／(減少)(A+B+C+D)		**(4,400)**	**(7,507)**			**2,553**	**4,356**		

現金及び現金同等物期首残高 (2)	11,543	19,695	8,990	15,339
現金及び現金同等物期末残高 (3)	7,143	12,187	11,543	19,695

(1) 比較目的に限るキャッシュ・フローの表示を改善するため、借入金にのみ関連する実現した金融収益及び金融費用を、財務活動によるキャッシュ・フローの「借入に関連するデリバティブに伴う受取／（支出）」から、営業活動によるキャッシュ・フローに含まれる「受取利息及びその他の金融収益の受取」及び「支払利息及びその他の金融費用の支払」に組み替えた。

(2) このうち、現金及び現金同等物は2023年1月1日現在で11,041百万ユーロ（2022年1月1日現在で8,315百万ユーロ）、短期証券は2023年1月1日現在で78百万ユーロ（2022年1月1日現在で88百万ユーロ）、2023年1月1日現在98百万ユーロ（2022年1月1日現在44百万ユーロ）の「売却目的保有資産」に係る現金及び現金同等物、2023年1月1日現在326百万ユーロ（2022年1月1日現在543百万ユーロ）の「非継続事業」に係る現金及び現金同等物である。

(3) このうち、現金及び現金同等物は2023年12月31日現在で6,801百万ユーロ(2022年12月31日現在で11,041百万ユーロ)、短期証券は2023年12月31日現在で81百万ユーロ(2022年12月31日現在で78百万ユーロ)、2023年12月31日現在261百万ユーロ(2022年12月31日現在で98百万ユーロ)の「売却予定資産に係る現金及び現金同等物」、2022年12月31日現在の非継続事業に係る現金及び現金同等物は326百万ユーロである。

前へ　次へ

連結財務諸表に関する注記事項

表示基準

注記1.連結財務諸表の様式及び内容

エネルSpAはイタリア、ローマのViale Regina Margherita 137にその登録住所を持ち、1999年以来ミラノ証券取引所に上場している。
2023年度において社名の変更はなかった。
エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパ及びラテンアメリカに重点を置いた、電力及びガス業界における世界でも屈指の企業グループである。
当グループの2023年12月31日に終了した連結会計年度の連結財務諸表は、エネルSpA、その子会社、及び当グループ（以下「当グループ」）が保有する関連会社及びジョイント・ベンチャーの財務諸表、ならびにジョイント・オペレーションの資産、負債、費用及び収益に対する当グループの持分から構成されている。
連結の範囲に含まれる子会社、関連会社、ジョイント・オペレーション及びジョイント・ベンチャーのリストが添付されている。
当該連結財務諸表は、2024年3月21日の取締役会において承認され、公表されている。
当該連結財務諸表はKPMG SpAによって監査を受けている。

表示基準

2023年12月31日に終了した会計年度における当社グループの連結財務諸表は、国際会計基準審議会 (IASB) が公表した国際会計基準 (国際会計基準-IAS及び国際財務報告基準-IFRS)、並びに欧州連合において規則 (EC) No.1606/2002に従って承認されたIFRS解釈委員会 (IFRSIC) 及び常任解釈委員会 (SIC) の解釈に準拠して作成されており、当該会計年度末現在において有効なものである。当該基準や解釈は全て以下、「EU版IFRS」という。
連結財務諸表は、2005年2月28日制定の政令第38号第9条第3項の基準にも準拠して作成されている。
連結財務諸表は、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結財政状態計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、及び関連する注記より構成されている。
財政状態計算書上の資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的保有資産及び負債は売却目的保有に分類された処分グループに分類されている。現金及び現金同等物を含む流動資産は、当グループの通常の営業循環過程において現金化、売却又は消費することを意図している資産であり、流動負債は、当グループの通常の営業循環過程において決済されると見込まれる負債である。
損益計算書は、その性質に基づき費用を分類しており、親会社株主及び非支配株主持分に帰属する、継続事業からの純損益及び非継続事業からの純損益を別掲している。
連結キャッシュ・フロー計算書は間接法により作成されており、非継続事業に係る営業活動、投資活動及び財務活動によるキャッシュ・フローは区分して別掲している。

特に、当グループは、項目の分類においてIAS第7号の規定から逸脱していない。

- 営業活動によるキャッシュ・フローには、中核事業からのキャッシュ・フロー、貸付金及び借入金の利息、並びに関連会社又はジョイント・ベンチャーから受領した配当を計上している。
- 投資活動によるキャッシュ・フローには、有形固定資産及び無形資産への投資、並びに当該資産及びサービス委譲契約に関連した契約資産の処分によって構成される。当グループが支配権の取得又は喪失時の企業結合、及びその他の重要でない投資の影響も含まれる。
- 財務活動によるキャッシュ・フローには、負債管理取引及びリース取引、親会社株主及び非支配株主持分に支払われた配当及び中間配当、並びに関係する会社の支配の状況を変化させない非支配株主持分の取引による影響が含まれる。
- 現金及び現金同等物に対する為替レートの影響を報告するために別項目を用いており、営業活動によるキャッシュ・フローへの影響を中立化するため損益に対する影響は全額を消去している。

キャッシュ・フロー計算書で報告されているキャッシュ・フローの詳細については、注記46「キャッシュ・フロー」を参照のこと。

連結財務諸表は、個別項目ごとに適用される測定基準で説明されているIFRSに準拠した公正価値で測定される項目、及び低価法で測定される売却目的で保有されている非流動資産及び処分グループに分類されるものを除き、原価法を用いて継続企業を前提に作成されている。

連結財務諸表は、親会社であるエネルSpAの機能通貨であるユーロで表示されている。他に明記されていない限り、すべての数値は百万ユーロで表示されている。

連結損益計算書、財政状態計算書及び連結キャッシュ・フロー計算書は、関連当事者との取引を報告しており、関連当事者の定義は注記2.2「重要な会計方針」に記載している。

連結財務諸表は前年度の比較情報を提供している。

注記2.会計方針

2.1見積もりの利用と運用判断

EU版IFRSに基づく連結財務書類の作成にあたり、経営者は、報告日現在における収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から判断することが容易でない場合に策定される。従って、実際の結果は当該見積りとは異なる場合がある。見積り及び仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。
連結財務諸表への理解を向上させるために、以下では、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な影響を与える場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。
仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の業績に重大な影響を与える可能性がある。
連結財務諸表に含まれる情報は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した実務記述書第2号「重要性の判断実施」の要件に従って実施された重要性分析に基づいて選択されている。

気候変動問題の影響に関しては、当グループは、気候変動が特定の会計上の項目の評価及び／又は測定において見積りを行うために利用される、方法論及びモデルを適用する際の暗黙の要素であると考えている。また、当グループは、経営陣による重要な判断において、気候変動の影響も考慮している。この点に関し、2023年12月31日現在の連結財務諸表に含まれている見積り及び判断の影響を受ける主な項目は、エネルギー転換に関連する非金融資産及び債務の減損であり、これには特定の発電所の閉鎖措置及び敷地の原状回復が含まれる。当該項目の詳細については、注記19「有形固定資産」、注記24「のれん」及び注記40「リスク及び費用に関する引当金」を参照のこと。

見積もりの使用

顧客との契約から生じた収益

最終消費者への電力及びガスの供給による収益は、電力又はガスが供給された時点で認識され、定期的な（かつ当該年度に係る）メーターの検針により測定された電力消費量又は販売業者及び送電業者から通知された計量に基づく請求金額に加えて、当該期間中に供給されたが請求されていない電気及びガスの見積額であって、配電網に供給された電気及びガスの量と当該期間中に請求された量との差額に相当するもの（配電網の損失を考慮したもの）が含まれる。最終検針日から年末までの間の収益は、主に過去の情報に基づき決定された個々の顧客の1日当たりの消費量の見積りに基づいており、見積り消費量に影響を与える可能性のある気候要因又はその他の事項を反映するように調整されている。
このような収益の詳細については、注記11.a「販売及びサービスからの収益」を参照のこと。

非金融資産の減損

有形固定資産、取得原価で測定された投資不動産、無形資産、使用権資産、のれん、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーへの投資の帳簿価額が、回収可能価額、すなわち、処分コスト控除後公正価値と使用価値のいずれか高い方を上回る場合には、当該資産の減損が発生している。

資産の回収可能価額の検証は、注記24「のれん」で詳述されているように、IAS第36号の規定に基づいて行われる。

回収可能価額を決定するために、当グループは通常、使用価値基準を採用している。使用価値基準は、資産から生み出される見積将来キャッシュ・フローの現在価値を、貨幣の時間的価値と資産特有のリスクに関する現在の市場価値を反映した税引前割引率で割り引くことを意図している。

使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用及び投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づいている。当該予測は向こう3年間を対象としている。それ以降の年度においては、以下を考慮する。

- キャッシュ・フローの算定において考慮した主要な変数の長期の推移、特定の事業の特性に基づく資産の平均残存耐用年数又は割引期間に関する仮定
- 電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率、及び／又はいかなる場合にも関連市場の平均長期成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、当該金額の基礎となる仮定に変動があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非金融資産の各グループの分析は個々に行われ、経営者は、特定の状況下で慎重かつ合理的とみなされる見積り及び仮定の使用を求められる。

当グループは、そのビジネスモデルに沿い、またエネルギー転換プロセスとの関連で、気候変動問題が、予想キャッシュ・フローを見積もるために使用される合理的で裏付けのある仮定に影響を及ぼしているかどうかも慎重に評価している。その際、必要に応じて、当グループは主に各国のエネルギーモデルを用いて決定された電力需要の変動に沿った長期的な成長率による継続価値を踏まえた気候変動の長期的な影響を考慮している。

気候変動に関連する影響を考慮した資産の回収可能価額の見積りに用いた主な仮定に関する情報及び当該仮定の変更に関する情報は注記24「のれん」に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告日において、当グループは、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及び分類に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

金融資産に対する損失引当金は、債務不履行リスクについての仮定及び予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、当グループの過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づき、当該仮定の設定及び減損の計算に用いる情報の選択において判断を用いている。

予想信用損失 (ECL) は、デフォルト確率 (PD)、債務不履行損失 (LGD) 及び債務不履行エクスポージャー (EAD) を考慮して決定され、契約に従って支払われるべきすべての契約上のキャッシュ・フロー金額と、当初の実効金利 (EIR) で割り引いて受け取ると予想されるすべてのキャッシュ・フロー金額 (すべての不足分を含む) との差額である。

予想信用損失を決定するために使用される一般的な簡便法の詳細については、注記48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

当グループは、営業債権、契約資産及びリース債権について、特定の参照市場及び当該セクターの規制状況並びに90日後の回収見込みに基づき、予想信用損失の算定において、信用リスクの著しい増大を示す有効な指標と考えられる180日経過した債務不履行を定義として主に適用している。従って、90日を超えて延滞している金融資産は、特定の規制された市場を除いて、一般に債務不履行状態にあるとはみなされない。

営業債権及び契約資産については、特定の規制及び事業の状況を考慮して、主に特定のクラスターにグループ化することに基づく集合的アプローチを適用している。当グループは、営業債権が個別に重要であると経営陣が判断し、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報がある場合にのみ、分析的手法を適用している。

具体的な経営者の評価に基づき、ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を及ぼす可能性のある将来の事象及びマクロ経済シナリオを反映するために、定性的及び定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
主要な仮定及びインプットの詳細については、注記48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

2012年法律第134/2012号制定後のイタリア国内の水力発電所の特定要素の減価償却可能額

大規模水力発電利権に関するイタリアの規制は、「簡素化法令」(2018年法令135号、2019年2月11日法令12号で批准)によって大幅に修正された。当該規制は、既存の委譲に適用された場合、委譲の終了時に、新たな委譲権保有者に無償で譲渡される資産もある可能性を反映するために、水力発電所における投資の耐用年数の見直しを必要とする多くの改革を導入した。しかし、これらのプラントの耐用年数を見積もるにあたり、経営陣は、法律意見書の支援を受けて、当グループ及びその他が速やかに申し立てた不服申し立ての予測される結果と、産業団体からも提起されている関連する憲法上の問題を考慮した。その結果、当社は、当該法制が適切な法廷の場で事実上認識される重大な合憲性の問題を生じさせていると考えている。従って、経営者は、当該規制により導入された変更を反映させないことが適切であると判断し、最も現実的な見積りであると考えている、従前の規制制度の下で過去数年間行われてきたように引き続き発電所の耐用年数を測定した。
2012年8月11日、「成長のための緊急対策」を定める2012年8月7日付け法律第134号が官報(Gazzetta Ufficiale)に掲載され、水力発電運営委譲に適用される規則の根本的変革が導入されることとなった。同法は、様々な規定の中でも特に、主要な水力発電用水路の運営委譲が終了する5年前、及び当該運営委譲の失効、放棄又は取消しがあった場合に、水力発電目的の使用と両立しない異なった目的に水を使用する有力な公共的利益が存在しないことを条件として、20年から最長30年までの範囲の期間にわたる運営委譲を有償で付与するための公開入札が管轄の公的機関によって行われることを定めている。
事業の継続性を確保するために、同法は、以下の各要素を充分に考慮して、撤退する運営委譲権保有者と付与機関との間の交渉における、決定すべき代価の支払と引換えに、撤退する運営委譲権保有者から新たな運営委譲権保有者に対し、委譲に関連する全ての法的関係を含む、運用委譲に必要な事業単位の所有権の移転方法も定めている。

- 水路及び発電所に適用される統合法(1933年12月11日付け政令第1775号第25条)の下で無償で放棄されるものとされている取水口、制御装置、導水路及び放水路において、通常減耗の減価後の再評価原価から、当該施設の建設に関連する運営委譲権保有者が受領した政府資本補助金の再評価額を控除した金額。
- その他の有形固定資産は市場価値、すなわち通常減耗による見積り減価の控除後の再調達原価。

当該新規制は、水力発電運営委譲権の運用に関する事業単位の所有権の譲渡について重要な変更を導入するものであるが、既存運営委譲権の終了時における回収可能な価値(残存価値)の信頼ある見積りの形成を許容しない不確実性に晒され、当該原則の実務適用は困難に直面する。
このため経営者は、残存価値について合理的かつ信頼性の高い見積を行うことはできないと結論づけた。
当該法令が新たな運営委譲権保有者が撤退する運営委譲権保有者に支払を要請している事実は、経営者に、2012年法律第134/2012号以前(2011年12月31日終了年度までは、当該資産が無償で放棄されたものとして、減価償却期間は運営委譲権期間と個別の資産の耐用年数終了時までの期間との間の、より近い期間に相当する)に無償で放棄されたものとして分類された資産において減価償却期間の見直しを促し、減価償却計算はもはや委譲期間にわたることはないが、もし委譲期間を超える場合には、個々の資産の耐用年数にわたることになる。残存価額の算定を可能にする追加情報が入手可能になった場合、当該資産の帳簿価額は将来に向かって修正される。

金融商品の公正価値の決定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場インプットを最大限に活用する特定の評価手法(主に現在価値に基づく)を用いて決定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営陣は測定される商品の性格を充分に考慮してインプットを見積る。
公正価値で測定する金融商品の詳細については、注記52「公正価値で測定する資産及び負債」を参照のこと。
IFRS第13号に従い、当グループは、カウンターパーティー・リスクに対応する金融商品の公正価値を調整するために、注記52「公正価値で測定される資産及び負債」で詳述されている方法を用いて、取引先(信用評価調整又はCVA)及び自社(債務評価調整又はDVA)の双方を信用リスクの測定に含めている。

インプット・データを見積もる際の前提条件の変更は、それらの金融商品について認識される公正価値に影響を与える可能性がある。

年金及びその他の退職後給付

当グループの従業員の中には、給与履歴及び勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している者がいる。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。

当該制度の費用及び負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算され、過年度の統計データ及び将来の予想費用を含む統計的及び年金数理的な要素を合わせて計算に用いている。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、インフレ率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。

当該見積りは、実際の医療費の実効コストの変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。

そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。

採用した主な数理計算上の仮定の詳細については、注記39「従業員給付」を参照のこと。

リスク及び費用における引当金

リスク及び費用における引当金の詳細は注記40「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。

注記57「偶発資産及び債務」は当グループの最も重要な偶発資産及び債務に関する情報も記載している。

訴訟

当グループは、通常遂行する事業に関連して民事、行政及び税務上の係争に関与しており、これらが多額の負債を発生させることがある。当該係争の結果を予測することは必ずしも客観的に可能ではない。当該訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務又は負債のいずれに分類するかについて、たとえ当グループを支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者の判断が求められる。

弁護士が不利な結果となる可能性があると判断し、損失金額の合理的な見積りが可能であると判断した訴訟に関する全ての重要な負債に対して引当金が認識されている。

廃止及び敷地の原状回復を含めた発電所に関連した義務

発電事業には、発電所の運転期間終了後に実施されなくてはならない将来の介入に関して事業者に対する義務が伴うことがある。

当該介入には、発電所の廃止及び敷地の原状回復、又は関係する発電技術の種類に関連したその他の義務が含まれることがある。こうした義務の性質は、用いられる会計処理に対して重要な影響を及ぼすこともある。

原子力発電所の場合には、その費用が廃炉、及び使用済燃料及びその他の放射性物質の保管の両方が関連しており、費用が最長100年まで見積もられる長期間にわたり発生することから、将来の費用の見積りは重要なプロセスとなる。

義務は、財務的及び技術的仮定に基づき、当グループが引き受けた義務を充たすために支払わなくてはならないとみなす将来キャッシュ・フローを割引き計算される。

負債の現在価値を算定する際に用いられる割引率は税引前無リスク・レートであり、発電所が所在する国の経済的パラメーターに基づいている。当該負債は、測定日現在の技術に基づき経営者により数量化され、備蓄、廃止及び敷地の原状回復の技術の発展に加えて、衛生及び環境保護を定める法令の枠組みの継続的な進展を考慮して毎年見直しが行われる。

その後、債務の価値は、時間の経過及び見積りの変更を反映するように調整される。

詳細については、注記40「リスク及び費用の引当金」を参照されたい。

不利な契約

不利な契約を特定するために、当グループは、契約に基づいて引き受けた義務（罰則を含む）、及び契約から得られると推定される経済的便益を履行するために必要な非裁量的費用を見積もる。

リース

事前にリースに含まれる計算利子率が容易に判定できない場合には、当グループは、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が類似の期間にわたり、類似の担保で、類似の経済環境において使用権資産と類似の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借り入れるために支払わなければならない利率のことである。観測可能な情報が入手できない場合、当グループは、リース条件及び借手固有の特定の見積りを反映する仮定をおいてIBRを見積っている。

当グループにおいて最も重要な判断の一つは、貸手に支払う必要がある支払リース料の現在価値を計算するために必要な当該IBRを算定することにある。BRを決定するための当グループのアプローチは、以下の3つの主要なI要素の評価に基づいている。

- **リスクフリーレートは、リース料の通貨フロー、リース契約が交渉された経済環境、リース期間を考慮したものである。**
- **親会社又はその他の保証を考慮して借手に固有のIBRを計算するための信用スプレッド調整。**
- **割引率が一般的な追加借入利子率ではなく原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。**

リース負債に関する詳細は注記48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

法人所得税

繰延税金資産の回収

2023年12月31日現在の連結財務諸表は、税務上の欠損金、繰越税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。

繰延税金資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

肯定的及び否定的な全ての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を評価し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期及び水準、並びに将来のタックス・プランニング戦略及び取崩日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかしながら、当グループが認識済みの繰延税金資産の全額又は一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果の調整が当該状況の生じた年度の純損益に計上される。

繰延税金資産の回収可能性は毎期末に見直されている。認識されなかった繰延税金資産については、その認識条件を検証するため、報告日ごとに再評価される。

繰延税金資産の認識及び未認識の詳細については、注記25「繰延税金資産及び繰延税金負債」を参照願いたい。

経営者の判断

オペレーティング・セグメントの識別

IFRS第8号の要件に従い、当グループのオペレーティング・セグメントは、構成要素として識別される事業ラインによって表される：

- **事業活動に従事し、そこから収益と費用（同じ事業体の他の構成要素との取引に関連する収益と費用を含む）を得る可能性のあるもの。**
- **経営陣が、セグメントに配分される経営資源に関する意思決定を行い、業績を評価するために、定期的に営業成績をレビューしている。**
- **個別財務情報が入手可能なもの**

資金生成単位（CGUs）の識別

減損テストにおいて、個々の資産について回収可能価額を決定できない場合、当グループは、ほぼ独立したキャッシュ・イン・フローを生み出す最小の資産グループを特定する。他の資産又は資産のグループからのキャッシュ・イン・フローとは概ね独立したキャッシュ・イン・フローを生成する資産の最小の集合がCGUとなる。

このようなCGUの特定には、資産と関連する事業の具体的な性質（地理的セグメント、事業セグメント、規制の枠組みなど）に関する経営判断が含まれる。また、各CGUの資産は、経営陣がそれらの資産を管理・監視する方法、及び資産グループのキャッシュ・イン・フローが他の資産（又は資産グループ）に関連するキャッシュ・イン・フローからほぼ独立しているという証拠に基づいて識別される。

また、各CGUの資産は、経営陣がそれらの資産を管理及び監視する方法に基づいて特定される。特に、CGUの数と範囲は、当グループが実施する新たな企業結合及び組織再編の影響を反映するため、計画的に更新している。

これらの連結財務諸表で認識されたのれんの配分先として経営者が特定した特定子会社は注記24「のれん」に記載されている。

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数を確定できる有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当グループは、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）など、他の多くの要因も検討している。

また、当グループは、当該資産の耐用年数の見積りの際は、パリ協定に基づく約定を考慮している。詳細については、注記19「有形固定資産」を参照のこと。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当グループが投資先への関与からの変動リターンに晒されている、又は変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じて影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が達成される。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する事業を指図する現行の能力と定義される。

支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。従って、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当グループに与える実質的な権利が決定されるかどうかの評価においてその判断を用いなければならない。

支配力を評価するために、経営陣は、他の投資家との合意、他の契約上の取り決めから生じる権利及び潜在的な議決権(非支配株主に付与するコール・オプション、ワラント、プット・オプション等)を含むすべての事実及び状況を分析する。当グループが投資先に対して保有する議決権又は類似した権利が過半数に満たない場合には、係る評価において当該その他の事実及び環境は、特に重要となる可能性がある。

このような支配の存在に関する分析の結果、IFRS第10号の適用により、当グループは、議決権の半分以上を保有していないにもかかわらず、**事実上の**支配の要件が存在すると判断し、特定の会社を一行ごとに連結した。

さらに、ある事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当グループが投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。

当グループは、事実及び環境が、支配の存在を検証する際に考慮された一つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当グループが投資先を支配しているか否かを再評価する。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。共同支配は、関連する事業を巡る決定が共同支配を共有する当事者の全会一致の同意を必要とする場合にのみ存在する。

共同支配の取決めは、合弁事業又は共同事業として構成する。合弁事業とは、取決められた純資産に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。一方の、共同事業とは、取決めに関する負債において資産及び義務に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。

共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を決定するため、経営者は、当該取決めから生じる経営者の権利及び義務を判断及び評価をしなければならない。当該目的に向けて、経営者は、取決めの構造及び法的形式、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、及び必要に応じてその他の事実及び状況を考慮する。
当該分析を受けて、当グループはAsociación Nuclear ASCO-Vandellós IIにおける持分を共同事業としてみなした。
当グループは、事実及び状況が、共同支配の存在及び共同契約の種類を検証する際に考慮された要素の一つ又は複数に変化が生じたことを示す場合には、共同支配の有無を再評価している。
当グループの合弁事業における投資に係る詳細は、注記26「持分法適用投資」を参照のこと。

関連会社に対する重要な影響力の有無の判断

関連会社とは、当グループが重要な影響力を行使する者、すなわち、投資先の財務及び事業の方針の決定に関与する権限を有するが、当該方針に対して支配又は共同支配を行使しない組織体をいう。一般的に20%以上の所有持分を有する場合、当グループは重要な影響力を有していると推定される。
重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、あらゆる事実及び状況を検討しなければならない。
当グループは、事実及び状況が重要な影響力の存在の検証における考慮された一つ以上の要素に変動があることを示している場合に、当グループが重要な影響力を有しているか否かを再評価する。
当グループの関連会社持分への投資の詳細は、注記26「持分法適用投資」を参照のこと。

売却及び非継続事業のために保有する非流動資産 (又は処分グループ) の判定

売却の可能性が高い場合、資産は「売却目的保有」として分類される。
売却の可能性が高いかどうかを判断するために、当グループは以下の点を考慮する。

- 経営陣が資産 (又は処分グループ) の売却計画にコミットしており、買い手を探して計画を完了させるための積極的なプログラムが開始されていること。
- 当該売却は、分類日から 1 年以内に完了する売却として認識されると期待されるべきである。ただし、その遅延が当グループの支配の及ばない事象や状況によるものであり、かつ当グループが資産の売却計画に引き続きコミットしていることを示す十分な証拠がある場合はこの限りではない。
- 計画を完了させるために必要な行動では、計画に大幅な変更が加えられたり、計画が撤回されたりする可能性が低いことを示すべきである。

さらに、資産 (又は資産グループ) は、売却目的保有に分類された場合、非継続事業として表示されなければならないこと。

- 別個の主要な事業ライン又は地理的な事業領域を表すこと。
- 別個の主要な事業ライン又は地理的な事業領域を処分するための単一の調整された計画の一部であること。
- 転売のみの目的として取得した子会社であること。

IFRIC第12号-「サービス委譲契約」の委譲運営への適用

当グループは事業者として、IFRIC第12号を「官から民へ」のサービス委譲契約に適用している。この委譲契約では、公的機関 (委譲者) が事業者に、サービス提供に使用されるインフラを管理する権利を譲渡する。
より具体的には、経営陣は、「官から民へ」のサービス委譲契約がIFRIC第12号の適用範囲に含まれるかどうかを、以下のような観点から評価している。

- 運営者が社会基盤とともに、どのようなサービスを、誰に対して、どのような価格で提供しなければならないかを、委譲者が支配又は規制していること。
- 及び、契約期間の終了時点で委譲者が、所有権、受益権又はその他の権利を通じて、社会基盤における重要な残余持分を支配していること。

この分析に基づき、IFRIC 12号の規定は、主にブラジルで活動する多くの企業のサービス委譲契約に適用される。
IFRIC第12号の適用範囲にあるサービス委譲契約の詳細は、注記20「IFRIC第12号-サービス委譲契約の適用範囲にあるインフラストラクチャー」に記載されている。

顧客との契約から生じた収益

当グループは、当該契約にのみIFRS 15号を適用するように、法的管轄レベルでの契約条件を慎重に分析し、契約の存在時期とその契約の強制力の条件を判断している。

契約に複数の約束された財又はサービスが含まれる場合、それらを個別に会計処理すべきか、又はグループとして会計処理すべきかを評価するために、当グループは財又はサービスの個々の特性（すなわち、それらが別個のものであるか、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同一である一連の別個の財又はサービスであるか）と、契約の文脈における約束の性質の両方を考慮する。そのためには、関連する法規制の枠組みのもとで、特定の契約に関連するすべての事実と状況を評価する必要がある。履行義務の充足時期を評価するため、当グループは、主に顧客の視点からの評価を行い、財又はサービスの支配が顧客へいつ移転されるのかを評価している。
各履行義務について、取引の種類に関連して、次の事項を行う。

- 収益は、サービスの提供の場合と同様に、履行義務の完全充足に向けた進捗に基づき、時間にわたり認識される。履行義務の完全充足に向けた進捗の測定は、「アウトプット」又は「インプット」方法を用いて履行義務及び類似の状況において一貫して実施される。特に、原価法（原価比例法）は、契約の特定の分析が代替的な方法の採用を促す場合を除き、進捗の測定に適切であると考えられる。履行義務の充足に向けた進捗を合理的に評価することが不可能であると判明した場合、当グループは、回収可能と考えられる発生費用の範囲でのみ収益を認識する。
- 他方、財の供給の場合のように、ある与えられた時点で履行義務が充たされる場合は、全ての関連指標を考慮して、顧客が財の支配を獲得した時点で収益を認識する。

当グループは、契約に変動対価(すなわち、将来の事象の発生又は不発生に応じて変動する可能性のある対価)が含まれるか否かを判定する際に、すべての関連する事実及び状況を考慮する。変動対価の見積りにあたっては、当グループが受け取るべき対価をより正確に予測できる方法を採用し、契約期間中及び類似の契約に一貫して適用し、入手可能なすべての情報を考慮し、不確実性が解消されるまで見積りを更新している。当グループは、不確実性が解消された際に、認識された累積収益における重大な戻入れが発生しない可能性が非常に高い範囲でのみ、取引価格における変動対価の見積金額を含めている。

当グループは、当グループが契約の履行において主たる責任を有しておらず、従って、財又はサービスが顧客に移転される前に当該財又はサービスを支配していない一部の契約では、当グループは代理人であるとみなしている。例えば、地域の法令上及び規制上の枠組みに左右される電力／ガスネットワーク接続サービス及びその他の関連事業において一部の契約では、当グループは代理人として行動している。

一つ以上の履行義務がある契約（例：「抱き合わせ」販売契約）においては、当グループは一般的に独立販売価格の比率に応じて各履行義務に取引価格を配分する。当グループは、全ての情報を検討し、観察可能な価格が市場にて入手可能な場合はそれを用いて、入手不能であれば観測可能な情報の使用を最大化する見積方法を用い、同様の契約にはそれを継続的に適用して、独立販売価格を決定する。
重要な権利である追加的な財及びサービスにおいてオプション（例：カスタマー・ロイヤリティー・プログラムや更新オプション）を含む契約を当グループが評価した場合は、当該オプションは追加的な履行義務を発生させるため、当グループは取引価格を当該オプションに配分する。

当グループは、契約を取得するための増分費用の回収可能性を、契約ごとに、又はそれらの費用が契約グループに関連する場合は契約グループごとに評価する。
当グループは、その他の類似取引に伴う経験や、潜在的な更新、改訂及び同一顧客との契約継続を含む、様々な要因の評価に基づき、当該費用の回収可能性を裏付けている。
当グループは、当該費用を平均的な顧客の期間にわたり償却している。契約から生じる便益の期待期間を決定するため、当グループは過去の経験（例：チャーンレート（解約率））、類似契約から生じている前兆的な証拠、及び市場について入手可能な情報を考慮している。

電力購入契約

エネルギーの物理的供給を規定する電力購入契約（PPAs）は、企業又は資産に対する支配又は共同支配の存在に関するIFRS第10号及びリースの認識においてIFRS第16号の要件を遵守していないが、IFRS第9号に基づくデリバティブの定義を遵守しており、関連する条件が充たされる場合には自己使用の例外措置に基づき会計処理を行う。

IFRS第9号に準拠してデリバティブの定義を遵守する仮想PPAsに係る詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

金融資産の分類及び測定

当初認識時に、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、及び評価損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性及びキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネスモデルの双方を評価する。

金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る特定の評価を実施して、その条項により金融商品が発行済元本に対する元利金支払（SPPI）のみのキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するために、商品レベルでのSPPIテストを実施している。

ビジネスモデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその双方から生じるのかを決定する。詳細は注記48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、当グループのリスク管理戦略の効果を財務諸表に反映するため、デリバティブに適用される。

従って、取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係の他、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループはヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。

経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。

有効性の判定及び無効性の測定についての主要な前提条件に係る詳細は、注記51.1「ヘッジ手段として指定されるデリバティブ」を参照のこと。

リース

リース契約の評価は、その複雑性及び満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための強固な専門家の判断を必要とする。当該判断は、特に、以下の事項に関係している。

- **当グループが事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用。**
- **非リース構成要素のリース契約への識別。**
- **リース期間を決定するためにリースに含まれる更新可能オプション及び解約オプションを、それらが行使される可能性及び原資産のリース資産に係る重要な改良も考慮して評価すること。**
- **利率の変動が将来の支払リース料及び使用権資産の金額にどのような影響を及ぼすかを判断するための、指標又は利率に依存される変動支払リース料の識別。**
- **リース料の現在価値を計算するための割引率の見積もりにおいて、この割合に関する前提条件の詳細は、「推定値の使用」の項に記載されている。**

リースに関する詳細は、注記21「リース」を参照のこと。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

当グループは、現地の税法を考慮に入れ、いずれのアプローチが不確実な税務上の取扱いごとにその不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、各々の不確実な法人所得税上の取扱いを別々に考慮するか、一つ以上の他の不確実性な税務上の取扱いと併せて考慮するか、及び最も可能性が高い金額又は期待値法のいずれの方法を用いて不確実性の影響を反映するかを決定する。

当グループは、法人所得税の取扱いに関する不確実性を特定するために専門的判断を最大限に活用し、特定の税務上の取扱い、又は不確実性の影響の見積り、若しくはその両方の認容可能性の評価に変動をもたらす可能性がある事実及び状況に変化があった場合、決定されていた判断及び見積りを見直している。

法人所得税の詳細は、注記17「法人所得税」を参照のこと。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

IAS第24号に基づく関連当事者とは、主にエネルSpAと同一の親会社を持つ会社、直接的に又は間接的にエネルSpAに支配されている会社、エネルSpAの関連会社又は合弁事業（当該会社の子会社を含む）、若しくは当グループ各社の関連会社又は合弁事業（当該会社の子会社を含む）をいう。関連当事者には、当社又はその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるFOPEN及びFONDENEL）、並びに当社及びその子会社の法定監査役会の構成員及びその近親者、経営幹部及びその近親者も含まれる。主たる経営幹部は、当社の事業の計画、管理、及び統制における権限、及び直接的又は間接的に責任を有する経営層で構成される。この中には、（代表権があろうがなかろうが）取締役が含まれる。

子会社

IFRS 10号によれば、子会社とは、当グループが支配している全ての事業体である。支配の定義の詳細については、注記2.1「見積もり及び経営判断の使用」の「支配の有無の決定」の項を参照されたい。

連結財務諸表の作成に用いた子会社の財務諸表は2023年12月31日現在で当グループが適用する会計方針に基づき作成されている。子会社が、類似した状況における類似した取引及び事実において、連結財務諸表の作成の際に採用された会計方針とは異なる会計方針を用いる場合、当グループの会計方針との整合性を確実にするために適切な調整が行われる。

子会社の財務数値は、支配獲得日以降支配停止日までの期間、完全連結されている。

当期純損益及びその他の包括利益は、たとえ非支配持分においての損失における場合においても、親会社株主及び非支配持分所有者に帰属する。

当グループの事業体間の取引に関連するすべての連結会社間の資産･負債、資本項目、収益、費用及びキャッシュ･フローは完全に消去される。
支配の喪失に至らない子会社の所有持分の変動は株主持分取引として会計処理され、支配持分及び非支配持分の帳簿価額は当該子会社における持分の変動を反映して調整される。非支配持分の調整額と授受された対価の公正価値との差額は、連結株主持分で認識される。
当グループが子会社をめぐる支配を喪失した場合、当該子会社における残存持分は公正価値で再測定、純損益を通じて認識され、支配の喪失の日に、生じた利得又は損失が純損益を通じて認識される。加えて、旧子会社の取得に関するその他の包括利益にて過年度に認識された金額は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。

関連会社及び合弁事業への投資

連結財務諸表において、関連会社及び共同取決めに対する投資は、「IAS第28号-関連会社及び共同ベンチャーへの投資」及び「IFRS第11号-共同取決め」により確立された要件に従って測定される。
この点で、関連会社とは、当グループが重要な影響力を有する事業体であり、合弁事業とは、当グループが共同支配を行使し、当該取決めの純資産に対する権利を有する共同取決めをいう。
当グループの関連会社及び合弁会社に対する投資は、持分法を用いて会計処理されており、持分法の下では、当該投資は取得原価で当初認識され、取得日現在の、当該投資の取得原価と投資先の識別可能な資産及び負債の正味公正価値の当グループの持分との差額から生じるのれんは、当該投資の帳簿価額に含められる。
取得日以降、関連会社又は合弁事業の帳簿価額は、関連会社又は合弁事業の利 益又は損失に対する当グループの持分の変動を当グループの損益として認識するために調整される。投資先のその他の包括利益における変動の結果、関連会社又は合弁事業における当グループの持分の変動を受けて、帳簿価額の調整が必要となることがある。当グループの当該変動の持分は、当グループのその他の包括利益にて認識される。
合弁事業及び関連会社から受領した分配金は、当該投資の帳簿価額を減額させる。
当グループ及び関連会社又は合弁事業との間の取引から生じる純損益は、当該関連会社又は合弁事業における持分の範囲で相殺消去される。
関連会社又は合弁事業の財務諸表は、当グループとしての報告期間と同一で作成されている。
持分法の適用後、当グループは関連会社又は合弁事業における投資に係る減損損失を認識する必要があるかを判断している。価値の損失の客観的な証拠がある場合には、当該投資の帳簿価額の全額が単一の資産としてIAS第36号に準拠した減損テストが実施される。減損の詳細は注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」の「非金融資産の減損」の項を参照のこと。

投資先が関連会社又は合弁事業ではなくなった場合、当グループは残存する投資を、純損益を通じて公正価値で認識する。旧関連会社又は合弁事業に関して過年度にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。
関連会社又は合弁事業における所有持分が減少したが、重要な影響力又は共同支配権を当グループが行使し続けている場合、当グループは持分法の適用を継続し、当該減少に関するその他の包括利益における認識した過年度の利得又は損失の持分は、当グループが関連する資産又は負債を直接処分したかのように会計処理される。
共同事業とは、共同支配権を有する当グループが、共同支配の取決めに関連して資産に対する権利及び負債における義務を有することによる、当該取決めのことである。各共同事業において、当グループは保有する持分ではなく、取決めの規定に基づいて資産、負債、費用及び収益を認識している。
事業の定義を充たす共同支配契約における持分が増加した場合。

- 当グループが支配を獲得し、取得日の直前において共同事業の資産に対する権利と負債に対する義務を有していた場合、その取引は段階的に達成された企業結合を表し、各取得日の公正価値で共同事業において以前保有していた持分を再測定する。
- 当グループが共同支配権を取得した場合(すなわち、共同支配を保持せずに共同事業における持分を既に保有していた)には、共同経営において以前に保有していた持分は再測定しないものとする。

関連会社及び合弁事業における当グループの投資の詳細は、注記26「持分法適用投資」を参照のこと。

外貨項目の換算

「IAS第21号「外国為替相場の変動の影響」、に準拠する、機能通貨以外の通貨での取引は、取引日の直物為替レートで当初認識される。

機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産及び負債は、後刻報告日の直物為替レートを用いて換算される。

取得原価で認識される外貨建の非貨幣性資産及び負債は、取引の当初認識日の為替レートで換算される。公正価値で測定される外貨建の非貨幣資産及び負債は、公正価値を判定した日における為替レートを用いて換算される。

為替差損益は損益を通じて認識される。

外貨建で支払われた又は受領した前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る費用又は収益（又はその一部）の当グループが当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは当グループが前払対価に関連する非貨幣資産又は非貨幣負債を当初認識した日付のことである。

外貨建財務諸表の換算

連結財務諸表の目的上、全ての収益、費用、資産及び負債は、親会社の表示通貨であるユーロで表示されている。

IAS第21号に従い、連結財務諸表を作成するにあたり、連結財務諸表で使用された表示通貨以外の機能通貨を用いている被連結会社の財務諸表は、のれん及び連結調整を含む資産及び負債には決算日の為替レートを適用し、損益計算書項目は、個々の取引日の実勢為替レートに近似させる条件で、期間の平均為替レートを適用することで、ユーロに換算している。

その結果生じる為替差損益は、特別準備金の資本の独立項目として認識される。当該利得及び損失は子会社の（一部又は全部）処分に係る損益計算書にて比例的に認識される。

連結会社の機能通貨がハイパーインフレーション経済圏の通貨である場合、当グループは、IAS第29号「ハイパーインフレーション経済下における財務報告」に従って財務諸表を修正再表示した後、以下の個別の換算方法を適用している。

ハイパーインフレーションが現地通貨の為替レートに与える影響を考慮するため、機能通貨がハイパーインフレーション経済の通貨である当グループの企業の財務状態及び業績(資産、負債、株主持分項目、収益及び費用)は、報告日現在の実勢為替レートを使用して当グループの表示通貨（ユーロ）に換算される。ただし、前年度の財務諸表に表示された比較金額は、その後の物価水準の変動又は為替レートの変動に対して調整されていない。

のれん

のれんは、企業結合で取得したその他の資産から生じる将来の経済的便益のうち、個々に識別され個別に認識されていないものを表し、事業の支配を取得した日に連結財務諸表で認識される。

このため、当グループは企業結合を以下の項目を利用して認識している。

＞　この場合、取得原価は、IFRS第3号（2004年）に基づき、2010年1月1日より前に開始され、同会計年度内に完了したすべての企業結合について、取得した資産及び発生又は引き受けた負債の交換日における公正価値に、取得に直接帰属する費用を加算した金額となる。この費用は、被取得企業の資産、負債及び識別可能な偶発負債それぞれの公正価値の認識により配分される。取得原価と親会社株主に帰属し取得された原資産の公正価値との間の正の差額は、のれんとして認識されている。非支配持分の簿価は、正味資産における非支配株主の持分比率によって決定されている。企業結合が段階的になされた場合は、かねて取得していた正味資産の公正価値に対する支配取得日における調整は、株主持分において認識され、のれんの金額は、各取引日における被取得企業の正味資産の公正価値に基づいて取引ごとに決定されていた。

- IFRS第3号 (2008年) (以下、「IFRS第3号 (改訂) 」という。) に基づいて認識される2010年1月1日以降に実行されるすべての企業結合で、購入原価 (移転される対価) が、取得した資産、発生した又は引き受けた負債、並びに購入者が発行した資本性金融商品の購入日における公正価値に等しい場合には、「取得法」。移転対価には、条件付対価契約から生じる資産又は負債の公正価値が含まれる。移転対価は、被取得企業の資産、負債及び識別可能な偶発負債を取得日におけるそれぞれの公正価値で認識することにより配分される。この点に関し、のれんは、取得日における公正価値で測定された移転対価、被取得企業の非支配持分の金額に、(段階的に達成された企業結合において) 当グループが以前に保有していた被取得企業の持分の公正価値の合計額が、公正価値で測定された取得した識別可能資産及び発生した又は引き受けた負債の純額を超過するものとして定義される。非支配持分の帳簿価額は、取得日現在の、被取得企業の識別可能な正味資産の非支配株主保有比率、又は公正価値により決定される。

IFRS第3号 (改訂) は、特に以下を要求している。

- 取得に直接起因する費用は純損益を通じて認識される。
- 段階的に達成された企業結合の場合には、支配権取得日において、それまで保有していた被取得企業に対する持分は公正価値に再測定され、正又は負の差額は純損益に認識される。
- 条件付対価は、取得日の公正価値で認識される。資産又は負債、若しくはIFRS第9号の適用範囲の金融商品に、分類される条件付対価の公正価値のその後の変動は、損益で認識される。偶発対価がIFRS第9号の適用範囲に該当しない場合、適切なEU版IFRSに従って測定される。株主持分として分類される偶発対価は再測定せず、その後の決済は株主持分の中で会計処理される。
- 資産、負債及び偶発負債の公正価値が暫定ベースでしか算定できない場合、企業結合はその暫定価値を用いて認識される。測定手続の完了により生じる全ての調整金額は、取得日から12ヶ月以内に認識され、比較数値は修正再表示される。

子会社の取得で生じるのれんは別個に認識される。当初認識後、のれんは償却されず、少なくとも年1回減損テストが行われる。減損テストの目的において、のれんは、取得日から、企業結合の相乗効果から利益を得ることが期待される各CGU又はCGUグループに配分される。

詳細は、注記2.1「見積りの使用及び経営者の判断」の「非金融資産の減損」を参照のこと。

関連会社及び合弁事業における持分投資に関連するのれんは、その帳簿価額に含まれている。

公正価値測定

IFRSで要請又は容認されている全ての公正価値測定及び公正価値開示において、当グループはIFRS第13号を適用する。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定は、資産の売却又は負債の移転する取引が、当該資産又は負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われることを前提とする。主要市場がない場合、取引は当グループが利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されず、やむなく取引を行うわけではない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当グループは、資産又は負債の、特に以下の特徴を考慮に入れている。

- 非金融資産においては、公正価値の測定は、市場参加者が当該資産を最大限に活用することにより、又は当該資産を最善で最大限に活用する他の市場参加者に売却することにより、市場参加者の経済的便益の生成能力を考慮に入れている。
- 負債及び自己資本性金融商品においては、公正価値は、とりわけ当グループ自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち会社が義務を履行しない信用リスクの影響を反映する。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当グループは、その状況に適合かつ充分なデータが入手可能な評価技法を用いて、関連する観察可能な情報の利用を最大化し、観察不能な情報の利用を最小化している。

有形固定資産

IAS第16号に従い、有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額、及び減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。当該取得原価には、当該資産を意図した用途において必要な場所及び状態におくことに直接起因する費用が含まれる。

当該資産の閉鎖、及び所在する敷地における法的又は推定的義務がある原状回復の見積り費用の現在価値が当該資産の原価もまた追加される。それに対応する負債は、リスク及び費用における引当金として計上される。これらの費用の見積りの変更、時間の経過及び割引率の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照されたい。

顧客を配電系統に接続するため、及び／又は顧客にその他の関連サービスを提供するために、顧客から譲渡された有形固定資産は、支配が取得された日の公正価値で当初認識される。

適格資産の取得、建設又は生産に直接起因する借入費用、すなわち、意図された使用又は販売の準備が整うまでに相当の期間を要する資産は、当該資産自体の取得原価の一部として資産計上される。この要件を充足しない資産の購入又は建設に伴う借入コストは、それが発生した期間に費用計上される。

IFRSへの移行日現在又はそれ以前の期間において再評価された特定の資産は公正価値で認識され、再評価日におけるみなし原価とみなされる公正価値で認識される。

有形固定資産の重要な各構成部分が異なる耐用年数を有する場合、当該部分は個別に認識されて減価償却される。

資産の一部の交換に要した原価に伴い、将来の経済的便益が当グループに流入する可能性が高く、さらに当該便益に係る取得原価が信頼性をもって測定可能な場合、取得後原価は資産の帳簿価額の増加として認識される。

他の全ての原価は、発生時に純損益で認識される。他の全ての費用は、発生時に純損益で認識される。

資産の一部又は全部を交換するために要した原価は、資産の帳簿価額の増加として認識され、耐用年数にわたり減価償却される。交換された部分の帳簿価額は、純損益を通じて認識が中止される。

残存価額控除後の有形固定資産の額は、見積耐用年数にわたり定額法により減価償却を行っており、その耐用年数は毎年見直し、減価償却基準の変更は、将来に向かって適用されるものとする。減価償却は資産が使用可能になった時点で開始される。見積耐用年数に関する詳細な情報は注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」を参照のこと。

土木建築物	**10〜60年**
発電所に組み込まれている建物及び土木工事	**10〜100年**
水力発電所	
- 導水路	**10〜65年**
機構的及び電気的機械	**10〜65年**
- その他の固定水圧工事	**10〜100年**
火力発電所:	
ボイラー及び補助機器	**20〜40年**
ガスタービン機器	**10〜40年**
機構的及び電気的機械	**5〜40年**
- その他の固定水圧工事	**60年**
原子力発電所	**50年**
地熱発電所	
冷却塔	**20年**
タービン及び発電機	**10〜50年**
- 液体に接触しているタービン部品	**10年**
機構的及び電気的機械	**20〜40年**
風力発電所:	
ー 塔	**20〜30年**
タービン及び発電機	**20〜30年**
機構的及び電気的機械	**15〜30年**
太陽光発電所	
機構的及び電気的機械	**15〜30年**
- 公共照明及び芸術的照明	
- 公共照明装置	**10〜20年**
芸術的照明装置	**20年**
送電線	**10〜60年**
変電所	**20〜55年**
配電設備	
高圧線	**10〜60年**
主要変電所	**10〜50年**
低圧線、中圧線	**10〜50年**
メーター	
電気機械メーター	**5〜40年**
電力バランス測定機器	**10年**
電子メーター	**15年**
蓄電所	**7〜15年**

建物付属設備の耐用年数はリース期間、又は短ければ、当該改良が生み出す便益の期間に基づいて決定される。
土地は耐用年数が確定できないため償却されない。
有形固定資産として認識される資産はその処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）又はその使用又は処分から生じる将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。純損益を通じて認識される利得又は損失は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と、認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

無償で返還される資産

当グループの発電所には、委譲運営終了時に無償で放棄される資産が含まれている。これらは主に、分水工事及び火力発電所の運営に使用される公有地に関連するものである。

2011年まで施行されていたイタリアの規制の枠組みにおいては、事業委譲権の更新が行われない場合には、公有地にある取水口、制御装置、導水路、放水路及びその他の資産は良好な状態で、無償で州へ返還されることとなっていた。このため、返還が予定される当該資産の減価償却費は、事業委譲権の期間と資産の耐用年数のどちらか短い期間を用いて計算されていた。

2012年8月7日付け法律第134号により導入された法令変更を受けて、水力発電用水の分水委譲運営に関連して過年度に「無償で放棄される資産」に分類されていた資産は、上記の「2012年法律第134／2012号制定後のイタリア国内の水力発電所の特定の要素の減価償却可能額」の項にて述べたように、現在では「有形固定資産」のその他の区分のものと同一方法によるものと考えられており、当該資産の耐用年数（委譲運営の期間を超える場合）にわたり減価償却される。詳細は同項の参照を推奨する。

スペインの法律第29/1985号及び第46/1999号によれば、スペイン領内の水力発電所は行政委譲の下で運営され、委譲期間終了時に発電所は良好な状態で政府に返還されるものとしている。当該委譲期間は2078年まで延長されている。

ラテンアメリカで事業を行っている多くの発電会社は、スペインでの委譲制度の下で事業としている会社と同様の条件を伴う行政事業委譲権を有している。当該委譲権はアルゼンチンでは2087年、ブラジルでは2047年、コスタリカでは2031年、パナマとグアテマラでは2062年に満了する。

サービス委譲契約

「官から民へ」のサービス・コンセッションの取り決めのもとでオペレーターを務める場合、当グループは、契約に定められた条件に従い、公共サービスを提供するために使用されるインフラの建設／改良、及び／又はコンセッション期間中のインフラの運営・保守を行う。

このような状況において、当グループは、IFRIC第12号の適用範囲内のサービス委譲契約の下で運営されるインフラを有形固定資産として会計処理せず、IFRS第15号に従って、その実施するサービスについて収益を認識・測定している。特に、当グループが建設又は改修サービスを提供する場合、サービス委譲契約の性質次第では、以下を認識する。

- **当グループが、付与権者から（又は付与権者の指示で第三者から）現金又はその他の金融資産を受け取る無条件の契約上の権利を有する場合、すなわち付与権者は支払を回避する裁量をほとんど有しない場合には、金融資産。**
- **無形資産：当グループが、提供される公共サービスの利用者に課金する権利（ライセンス）を受領し、その結果、金額が公共サービスの利用程度に依存しているため、現金を受け取る無条件の権利を有していない場合。**

当グループが（事業者として）無形資産を受ける契約上の権利を有する場合、借入コストは注記19「有形固定資産」で詳述した基準を用いて資産計上される。

しかしながら、建設／改修サービスに関しては、対価は両種ともに、建設／改修期間において契約資産として分類される。

当該対価の詳細は、注記11.a「販売及びサービスから生じた収益」を参照のこと。

逆に、サービス委譲契約が、委譲の運営に使用されるインフラそのものを提供するものであり、IFRIC第12号が定める要件に準拠していない場合、特に、事業者が所有し利用可能であるか、又は有効期限が無期限である場合、これらのコンセッションに帰属する資産の帳簿価額は「有形固定資産」に認識され、IAS第16号に従って会計処理される。

当グループのサービス委譲契約の主な特徴に関する情報は、注記20「IFRIC第12号「サービス委譲契約」の範囲内のインフラストラクチャー」に記載されている。

リース

契約の開始時に、当グループは、IFRS第16号におけるリースの定義を適用して、契約がリースであるか、又はリースを含むかどうかを評価する。

当グループが借主である場合には、リース開始日(すなわち原資産が使用可能となる日)に使用権資産及びリース負債を認識する。

使用権資産は当初原価で測定され、この原価には、リース開始日以前に支払われたリース料から受領したリース料を控除したリース負債の当初金額、発生した当初直接費用、原資産の除却及び撤去、ならびに原資産又は原資産が所在する場所の復旧に要する費用の見積額が含まれる。

次いで、使用権資産は、リース期間と使用権資産の見積耐用年数のいずれか短い期間にわたり、定額法で減価償却される。

	平均残存期間 (年)
建物	8
エネルギー発電所の地上権	32
車両及びその他の輸送手段	4

当該リースがリース期間末に原資産の所有権が当グループに移転する場合、又は使用権資産 の原価に、当グループが購入オプションを将来行使するという事実が反映されている場合、減価償却費は原資産の見積耐用年数を用いて計算される。

加えて、使用権資産は減損テストの対象となり、リース負債の再測定により調整される。

リース負債は、当初、リース期間にわたって支払われるリース料の現在価値で測定され、リースに含まれる金利が容易に決定できない場合には、リース開始日における借手の借入金利の増加額を使用して割り 引かれる。

指数又は利率に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象又は条件が発生した年度に費用として認識される。

開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、何らかの事象が発生した場合には再測定される。

当グループは、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当グループは、原資産の金額が重要であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当グループは、価値が低いと思われる特定の事務機器 (パソコン、印刷機、コピー機など) をリースしている。短期リース及び少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

無形資産

IAS第38号に従い、無形資産とは、当グループが管理する物的実体のない識別可能な資産であり、当該資産の使用により将来の経済的便益が発生する可能性が高く、関連する費用を信頼性をもって決定できる場合をいう。

これらの資産は、購入原価又は内部発生資産の内部開発費で測定され、当グループが、資産を完成させる技術的実現可能性、開発を完了し、資産を使用又は売却する意思と能力、資産を完成させるための資源の利用可能性を実証できる場合にのみ認識される。

当該費用には、当該資産を意図した利用のための準備に必要な直接起因する費用も含まれる。

耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額及び減損損失累計額控除後の金額で計上される。

償却費は当該資産の見積耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数は少なくとも毎年見直しされ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。見積耐用年数に関する詳細情報は注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」及び注記23「無形資産」を参照のこと。

償却は、資産が使用可能となった時点で開始される。従ってまだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも毎年行われる。

当グループの無形資産は、いくつかの委譲運営及びのれんを除き、耐用年数を確定できる。

耐用年数が確定できない無形資産は償却されないが、減損テストは毎年行われる。

耐用年数が確定できないことを引き続き裏付けできるかを判定するため、耐用年数が確定できないかどうかの評価は毎年見直される。

そうでない場合、耐用年数が確定できないものから確定できるものへの変更は、会計上の見積りの変更として会計処理される。

開発費:	
- 自己創設資産	5年
- 取得資産	3〜26年
工業特許及び知的財産権:	
- 自己創設資産	3〜10年
- 取得資産	3〜10年
事業権、ライセンス、商標及び類似の権利:	
- 自己創設資産	20年
- 取得資産	10〜18年
その他:	
- 自己創設資産	2〜28年
- 取得資産	3〜15年

当グループは、IFRS第15号に従って資産計上された顧客との契約を獲得するための費用を、以下の場合にのみ無形資産として表示している。

- 費用が増分的なものであり、すなわち識別された契約に直接起因する費用であり、当グループは、その契約が獲得されなければその費用を負担することがない場合。
- 当グループが、払戻（直接的回収可能性）又はマージン（間接的回収可能性）を通じて費用の回収を見込む場合。

特に、当グループは通常、そのような契約において代理人に支払う取引費用及び手数料を、資産化要件が充たされた場合に資産計上している場合。

資産化された顧客との契約費用は、関連する財又はサービスの移転のパターンと整合する体系的に償却され、認識した資産の帳簿価額が回収可能額を超える範囲で減損損失を識別するため減損テストを実施している場合。

当グループが、資産化された顧客との契約費用を当該契約から期待される便益の期間(すなわち、顧客との関係の平均期間)にわたり定額法で償却し、償却方針の変更は将来に向けて反映される場合。

非金融資産の減損

IAS第36号「資産の減損」に従い、各報告日に、有形固定資産、取得原価で認識された投資不動産、無形資産、使用権資産、営業権、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーに対する持分投資について、減損の証拠があるかどう かを（内部及び外部の情報源を用いて）検討する。

のれんが配分されているCGU、耐用年数が確定できない無形資産、及び未だ使用可能でない無形資産の回収可能性は、毎年、若しくは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で検討される。

当該兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従い、資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細は、注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」の項を参照のこと。

回収可能価額は、資産が他の資産又は資産グループから概ね独立したキャッシュ・イン・フローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産において算定される。

資産又は資産が割り当てられているCGUの帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益で認識され、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」で表示される。

CGUsの減損損失は、まず起因するのれんの帳簿価額に対して減額され、次にその他の資産に対してその帳簿価額に比例して減額される。

以前に認識された減損損失の理由がもはや得られない場合には、資産の帳簿価額は、減損損失が認識されなかったとした場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の下で純損益を通じて戻入られる。のれんの当初の価額は、翌期以降に減損の理由がもはや存在しなくなった場合であっても戻入られない。

棚卸資産

IAS第2号に基づき、棚卸資産は、取得原価と正味実現可能価額のいずれか低い方の価額で測定しているが、ただし、トレーディング事業に係る棚卸資産については、純損益を通じて認識し、公正価値で測定しております。取得原価は、関連付随費用を含む加重平均原価に基づいて算定される。正味見積実現可のれんが配分されているCGU能価額は、通常の見積販売価格から見積販売費用、又は適切な場合には再調達価額を控除した金額である。

既に約定された販売を履行するために保有している棚卸資産の部分においては、正味実現可能価額は当該販売契約にて定められた金額に基づいて算定される。

棚卸資産には、報告期間中にコンプライアンスに使用されなかった環境証明書(例えば、グリーン証書、省エネルギー証書、欧州のCO_2排出枠と原産地保証、再生可能エネルギー証書)が含まれる。これらの棚卸資産は、トレーディング目的か非トレーディング目的かを区別し、異なるポートフォリオに配分される。棚卸資産の詳細については、注記58「環境プログラム」を参照のこと。

生産に使用するために保有している材料及びその他の消耗品 (エネルギー商品を含む) は、それらが組み込まれた完成品が発生したコストを回収するのに十分な価格で販売されると予想される場合には、簿価の切下げをしない。

金融商品

金融商品の認識及び測定は、IAS第32号-金融商品、表示」及びIFRS第9号「金融商品」に従って行われる。

金融資産又は金融負債は当グループが当該商品の契約条項の当事者となった時点で、そしてその時点（つまり取引日）でのみ、連結財務諸表に認識される。

IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる営業債権は、当該営業債権が重要な金融要素を含んでいない場合、又は当グループがIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。

一方、当グループは上述の債権以外の金融資産を公正価値で、純損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、取引価格を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、償却原価で測定する金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産、純損益を通じて公正価値で測定する金融資産に分類される：

- 金融資産を管理するための当グループのビジネスモデル。すなわち、当グループがキャッシュ・フローを生み出すために金融資産を管理する方法（すなわち、契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその両方）。

＞ その商品がSPPIテストに基づき、元本と利息の支払のみであるキャッシュ・フローを生み出すかどうかを判断するために、その商品の契約上のキャッシュ・フロー特性を決定する。

事後測定の目的上、金融資産は四つの区分に分類される。

＞ 償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）
＞ 累積損益の振替を伴うOCIを通じて公正価値で測定される金融資産（負債性金融商品）
＞ 認識中止時の累積利得及び損失の振替を伴わないOCIを通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融資産（資本性金融商品）、及び
＞ 損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

当該区分には、主に営業債権、その他の金融資産及び貸付資産が含まれる。
償却原価で測定される金融資産は、契約条件により特定の日に係る元本及び元本残高に対する利息のみの支払にあたる契約上のキャッシュ・フローを回収するために金融資産を保有する、ビジネスモデル内での目的で保有される。
当該資産は、公正価値で当初認識され、取引費用において調整され、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。
利得及び損失は、資産が認識中止、修正又は減損された時点で、純損益で認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVOCI）- 負債性金融商品

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産とは、その目的が契約上のキャッシュ・フローの回収及び金融資産売却の双方により達成され、その契約上のキャッシュ・フローが、特定の日に、元本及び元本残高に対する利息の支払のみにあたるキャッシュ・フローを生じさせるビジネスモデル内で保有される資産のことである。
当該金融資産の公正価値の変動は、その他の包括利益の他、金融資産の帳簿価額を減少させない損失引当金にて認識される。
金融資産が認識中止される（例：売却時）場合は、過年度に株主持分にて認識されていた累積利得及び損失（純損益にて認識されていた減損及び為替差損益を除く）は純損益に戻入られる。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産（FVOCI）-持分金融商品

当該区分は主に当初認識時に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する持分投資を含む。
当該金融資産の利得及び損失は、決して純損益に振替えられることはない。当グループは、株主持分内の累積利得又は累積損失に振替える場合がある。
OCIを通じた公正価値で測定されるものとして指定される資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。
当該投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、利得又は損失において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

当該区分に含まれるものは、主に以下の通り。

＞ ビジネスモデルに関わりなく元本及び利息のみの支払にあたらないキャッシュ・フローがある金融資産

＞ トレーディング目的で保有する金融資産とは、主として短期的に売却又は買戻しを行う目的で取得又は保有する金融資産（有価証券、ファンドへの金融投資など）である。

＞ 売買目的で保有される、又は有効なヘッジ手段として指定していないデリバティブ（分離された組込デリバティブを含む）。

＞ 偶発対価として適格な金融資産。

当該金融資産は公正価値で当初認識され、事後の公正価値の変動から生じる利得及び損失は純損益で認識される。

このカテゴリーには、当グループがOCIを通じて公正価値で測定されるものとして分類するという取消不能の形で選択を行っていない上場資本性金融商品も含まれる。当該投資に係る配当も、配当支払いの権利が決定された際に、損益計算書におけるその他の収益として認識される。

金融資産の減損

当グループは、各報告日において、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びIFRS第9号の適用範囲に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

当グループがIFRS第9号に準拠して採用している減損モデルは、将来予想アプローチによる予想信用損失（ECL）の決定に基づいている。

営業債権、契約資産及びリース債権において、重要な金融要素を伴うものを含め、当グループは簡便化アプローチを採用し、一般に12か月に相当する債権の全期間に対応する期間にわたる予想信用損失を算定している。

営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産において、当グループは、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の下で一般的アプローチを適用している。

当グループは、報告日時点で損失引当金を調整するために必要となる予想信用損失の金額（又は戻入額）を、減損損失として認識する。

当グループは低信用リスク特例制度を適用し、その取引先が契約上のキャッシュ・フロー義務を履行する充分な財力を備えている場合、例えば投資適格、OCIを通じて公正価値で測定される負債性商品の信用リスクにおける著しい増大による存続期間の予想信用損失に等しい金額での損失引当金の認識を回避している。

金融資産の減損に係る詳細は、注記48「カテゴリー別金融商品」を参照のこと。

現金及び現金同等物

当該区分は、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い短期の金融投資を含む。

さらに、連結キャッシュ・フロー計算書の現金及び現金同等物において、期末日現在の当座借越は含まない。

償却原価で測定される金融負債

当該区分は、主に借入金、営業債務、リース負債及び負債性金融商品を含む。

デリバティブを除く金融負債は、当グループが金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。実効金利とは、金融商品の予想残存期間、又は該当する場合には、より短い期間で、将来の現金支払又は受領の見積額を、金融資産又は負債の帳簿価額まで正確に割引く利率のことである。

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債

純損益を通じて公正価値で評価する金融負債には、主に次のものが含まれる。

- 短期の買戻し目的で保有するトレーディング目的の金融負債。
- 当グループが締結しているデリバティブのうち、IFRS第9号で定義されるヘッジ関係におけるヘッジ手段として指定されていないもの。
- 偶発対価として適格な金融負債。

金融資産及び負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には、常に、金融資産の認識が中止される。

- 資産に関連するキャッシュ・フローを受領する契約上の権利の失効
- 当グループが、資産に伴うリスク及び経済価値の実質的全ての移転、資産のキャッシュ・フローを受領する権利の移転、又は、IFRS第9号の下で定められた要件を充たす契約に基づいて一つ又は複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務の引受(「パス・スルー契約」)
- 当グループが資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全ての譲渡又は保持ではなく、資産に対する支配の移転

金融資産の認識を中止した場合、当グループは、帳簿価額(認識を中止した日に測定)と受領した対価との差額を純損益を通じて認識する。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行され、取り消され、又は失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が、同一の貸手からの大幅に異なる条件の他の金融負債により置き換えられた場合、又は既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識を中止し、新たな負債の認識として扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利得又は損失で認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネスモデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。

全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当グループの意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。

デリバティブ及びヘッジ会計の詳細については、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

組込デリバティブ

組込デリバティブとは、他の非デリバティブ契約(いわゆる「ホスト契約」)を含む「結合」契約(いわゆる「ハイブリッド商品」)に含まれるデリバティブであり、結合された契約のキャッシュ・フローの一部又は全部を発生させる。組込デリバティブは、以下の場合に主契約から分離され、デリバティブとして会計処理される。

- 主契約が純損益を通じて公正価値で測定される金融商品ではないこと
- 組込デリバティブの経済的リスク及び特性が、主契約のそれらとは密接に関連していないこと
- 組込デリバティブとして同一条件を伴う分離した契約が、デリバティブの定義を充たすこと

主契約から分離される組込デリバティブは、連結財務諸表にて公正価値で認識され、公正価値の変動は純損益において認識される(組込デリバティブが指定されたヘッジ関係の一部である場合を除く)。

公正価値で測定される金融商品で表示していない契約は組込デリバティブを識別するために分析され、当該組込デリバティブ部分は分離されて、公正価値で測定される。当該分析は、当グループが契約の当事者になった場合、又は当初の関連するキャッシュ・フローを大幅に変更させる形で契約が再交渉される場合に実施される。

組込デリバティブを含む可能性のある主なグループ契約は、エネルギー商品の売買契約である。

非金融商品の売買契約

概して、当グループの通常予想される購入、販売又は用途の要件に従って締結され、受領又は引渡しのために保有され続ける非金融項目の売買契約は、IFRS第9号の適用範囲外であり、「自己使用の例外」に従って未履行契約として認識される。

非金融商品の売買契約は、以下の条件を充たす場合「通常の購入又は販売」として分類される。

＞　現物決済を目的として締結されていること

＞　事業体が見込む購入、販売又は用途の要件に従って締結されていること

さらに、現物決済を伴う非金融商品の売買契約（例えばエネルギー商品に係る固定価格先渡契約）は、自己使用の例外において対象とはならず、以下の場合に、取引日の公正価値で認識するデリバティブとして認識される。

＞　現金での差額決済が可能であり、かつ、

＞　当グループが見込む購入、販売又は用途の要件に従って締結されたものではない。

トレーディング契約は損益を通じて公正価値で評価される。報告日現在未決済の契約の公正価値における変動の測定結果は、「商品契約から生じた純損益」の項目の下で純額で認識される。一方決済日においては以下の通り。

＞　エネルギー商品の売却契約終了の公正価値における変動の測定結果は、デリバティブの認識中止に係る純損益への影響とともに、「販売及びサービスから生じた収益」の下で認識している。

＞　エネルギー商品の購入契約終了の公正価値における変動の測定結果は、デリバティブの認識中止による純損益への影響とともに、「電力、ガス及び燃料」及び「サービス及びその他の材料」の下で認識している。

IFRS第9号適用範囲内の非金融商品の売買契約も、ヘッジ会計の要件を充たす場合は、その後ヘッジ手段として指定することができる。

当グループは、電力及びエネルギー商品の先渡売買に特化して非金融資産の売買契約の全てを継続的に分析し、IFRS第9号に準拠した分類及び取扱いをすべきものであるか、それとも「自己使用」のために約定されたものであるかを決定している。

金融資産と金融負債との相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

＞　現在、認識された金額を相殺する法的強制力のある権利を有している。さらに以下の通り。

＞　純額で決済するか、資産の実現と負債の決済を同時に行うことを意図している。

ハイパーインフレーション

IAS第29号に従い、ハイパーインフレ経済においては、当グループは一般購買力の変化を反映する価格指数を用いて、非貨幣性項目、資本及び指数連動契約から派生する項目を回収可能額まで調整する。

初度適用の影響は、税効果を控除して株主持分にて認識される。一方、ハイパーインフレーションの期間において（終わるまで）、調整から生じる利得又は損失は純損益で認識され、金融収益及び金融費用にて区分して開示される。

これらの規定は、2018年7月1日以降、経済がハイパーインフレーションと宣言されたアルゼンチンにおける当グループの取引に適用される。

売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）及び非継続事業

IFRS第5号に基づき、非流動資産（又は処分グループ）は帳簿価額が、継続的な使用にではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。

当該分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。

売却の可能性が高いかどうかの判断要件の詳細については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照されたい。

当グループが、子会社の支配権の喪失を伴う売却計画を約定し、IFRS第5号の下で規定されている要件を充たす場合、当該子会社の全ての資産及び負債は、売却後に当グループが旧子会社における非支配持分を留保するか否かにかかわらず、分類の要件が充たされた時点で売却目的保有に分類される。

当グループは、IFRS第5号における想定としての当該分類要件を、関連会社又は合弁事業における投資又は投資の一部に適用している。関連会社又は合弁事業における投資の売却目的保有として分類されていない留保部分は、売却目的保有として分類された部分の処分が実行されるまで、持分法を用いて会計処理される。

売却目的保有に分類された非流動資産（又は処分グループ）及び処分グループの負債は、財政状態計算書におけるその他の資産及び負債から区分して表示される。

売却目的保有に分類された非流動資産又は処分グループの資産及び負債において表示される金額は、表示されている過去の期間において振替も再表示もされない。

売却目的保有としての非流動資産（又は処分グループ）の当初の分類の直前に、当該資産（又は処分グループ）の帳簿価額は、当該資産又は負債に適用される会計基準に準拠して測定される。売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い方の金額で測定される。当初又はその後に評価減した資産（又は処分グループ）の売却費用控除後の公正価値において、減損損失及びその戻入による利得は、継続事業からの純損益で認識される。

非流動資産は、売却目的保有に分類されている間、又は売却目的保有として分類される処分グループの一部である間は減価償却（又は償却）されない。

当グループの構成会社が非継続事業である場合、当グループは損益計算書の独立した項目に、以下の合計額からなる単一の金額を表示する：

- 非継続事業の税引後利益又は損失、及び
- 非継続事業を構成する資産又は処分グループの、売却費用控除後、又は処分に係る公正価値の測定に関して認識された税引後純利得又は損失

これに対応する金額は、財務諸表における過年度の損益計算書にて再表示されているため、開示は当報告期間末までに非継続となった全ての事業に関連している。当グループが売却目的保有として一構成要素の分類を中止した場合、過年度に非継続事業にて表示されていた当該構成部分の業績は、表示されていた全ての期間において継続事業からの純損益に振替えられ、含められる。

環境証書

特定のIAS/IFRS規則がない場合、当グループが採用している会計処理は、適用されるIAS/IFRS会計基準本体に含まれる一般規則及び国際的なベストプラクティスに準拠している。

特に、環境証書に関するグループの会計処理は、関係する事業体のビジネスモデルを反映しており、したがって、再生可能な資源から発電する事業体、義務当事者、取引業者、及び義務当事者ではないがエネルギーサービス部門で事業を営むその他の事業体を区別し、これらの事業体が行う事業のさまざまな特徴を反映している。

この会計モデルの適用に関する詳細は、注記58「環境プログラム」に記載されている。

従業員給付

退職後給付及びその他の長期給付

IAS第19号に従い、当グループは、雇用終了時又は終了後に支払われる従業員給付、あるいは雇用期間中に発生するその他の長期給付に関連する負債を、制度ごとに個別に決定している。当グループは、数理計算上の仮定を用いて、報告日現在で従業員が負担している将来の給付額を見積もり（予測単位積増方式を使用）、適切な割引率を用いてこれらの制度の現在価値を決定している。
当該負債は、制度資産が控除され、関連する権利の確定期間にわたり発生主義に基づいて認識される。当該評価は独立の年金数理人によって実施されている。
制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、剰余分は（適用される上限額まで）資産として認識される。
当グループは、確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る累積的数理計算上の利得及び損失、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）、及び資産上限の影響（関連する利息控除後）は、発生時にその他の包括利益で認識される。その他の長期給付については、関連する年金数理上の利得及び損失は、純損益を通じて認識される。
当グループは又、確定拠出制度にも関与しており、当グループは当該制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金が全ての従業員に当年度及び過年度の従業員の勤務に関連した給付金を支払うために充分な資産を保有していない場合でも、当グループはこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、期間中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

退職給付

IAS第19号に基づき、従業員の早期退職に伴う従業員への給付債務は、当グループが通常の退職日までに従業員の雇用を終了することを決定した場合、又は従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。
退職給付aは、以下のいずれか早い日に認識される。
＞　グループ各社が給付金の申し出を撤回することが不可能となった時点、及び
＞　グループ各社がIAS第37号の適用範囲にある事業再編に係る費用を認識し、解雇給付の支払いを伴う時点
当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。

株式に基づく報酬

当グループは、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネジャー並びに経営幹部の報酬方針の一環として、資本性金融商品を用いて決済される株式に基づく報酬取引を行っている。
直近の長期インセンティブ制度は、株式要素（資本性金融商品で決済）及び金銭要素（現金で支払）で表されるインセンティブの受領者への支給を定めており、特定の条件が充たされた場合に発生する。
IFRS第2号に従い、当グループは、金銭的要素が制度を発行した企業の資本性金融商品の価格（又は価値）に基づく場合は現金決済取引に分類し、その他の場合は他の長期従業員給付に分類される。
当社株式のボーナス支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報酬制度の詳細は、注記53「株式に基づく報酬」を参照のこと。
特に資本部分については、当グループは、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成するための条件を充たすべき期間（権利確定期間）にわたり人件費として認識し、当該価値を間接的に見積り、付与日現在の資本性金融商品（すなわち発行者株式）の公正価値に基づき、それに対応する特定の株主持分項目の増加額を認識している。
認識される費用の総額は、権利確定期間の終了時に、市場条件又は権利不確定条件以外の勤務条件及び業績条件を充足する資本性金融商品の数について、当グループが入手可能な最善の見積りを反映するよう、権利確定日まで各報告日において調整される。
逆に、資本性金融商品に基づく当該インセンティブが現金で支払われる場合、当グループは、権利確定期間にわたり人件費として従業員により提供されたサービス、及び対応する負債を発生した負債の公正価値で測定する。その後、及びその消滅まで、権利が確定するインセンティブの最善の見積りを考慮して、人件費の下に認識された公正価値の変動とともに、負債は各報告日現在の公正価値で再測定される。

リスク及び費用における引当金

IAS第37号に従い、引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。貨幣の時間的価値の影響が重要である場合には、未払金は、貨幣の時間的価値の現在の市場評価を反映する税引前割引率及び該当する場合には負債に固有のリスクを用いて、将来の予想キャッシュ・フローを割り引くことにより引当を決定している。

引当金が割引かれている場合、時間要因において現在価値の期間的な調整は金融費用として認識される。

当グループが一部又は全部の費用の償還を期待する場合には、その償還がほぼ確実である場合に限り、当該償還は独立した資産として認識される。

当該負債が有形固定資産に関する閉鎖及び／又は敷地の原状回復に該当する場合、引当金の当初認識は関連する資産に対して行われ、費用は関連する関連資産の減価償却を通じて純損益にて認識される。

当該負債が核廃棄物及びその他の放射性物質の取扱及び保管に該当する場合は、引当金は関連する運営費用に対して認識される。

事業再編において負債は、当グループにより行われる事業の範囲又は事業の運営方法の大幅な変更を経営者が計画及び管理しているプログラムに該当する。当該負債は、推定的債務が確定する時点、すなわち、当グループが詳細で正式な事業再編計画を承認し、その計画の実施を開始した又はその影響を受ける者にその主な特性を公表した時点で認識される。

税金負債として認識される取扱いが不確実な法人所得税に関する負債は引当金に含まない。

当グループは、契約、法律又は商慣行に従って、IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる製品（財であれサービスであれ）の販売に関連して保証を提供できることがある。この場合、当グループは、合意された仕様に則り当事者の意図として関連製品が機能するという保証を顧客に対して提供しているのか、又は当該製品が合意された仕様に則るという保証に加えて、サービスを顧客に提供する保証であるか評価している。

評価の後、当グループが製品保証の提供を定めている場合は、顧客へ製品の移転時に保証負債及び対応する費用を財又はサービスの提供の追加費用として認識し、保証に取引価格（従って収益）は帰属させない。負債は引当金として測定及び表示される。

その一方、サービス保証の提供であると当グループが判定する場合は、IFRS第15号に従って履行義務として約定された保証を会計処理し、契約負債を保証サービスが提供される期間にわたり収益として、関連費用は発生時に認識する。

最後に、保証が保証要素とサービス要素の双方を含み、当グループがそれらを区分して合理的に会計処理できない場合は、双方の保証を合わせて単一の履行義務として会計処理する。

ここで言及されている引当金の発生の見積りにおける変更は、当該変更が生じた期間における純損益を通じて認識されるが、義務の消滅に必要な予定期間及び費用の変動、又は割引率における変動から生じる閉鎖、廃棄及び／又は復旧の費用における変更はその例外となる。当該変更は、関連する資産の帳簿価額を増加又は減少させ、減価償却費を通じて純損益に計上される。当該変更が資産価値を増加させる場合は、資産の変更後の帳簿価額が充分に回収可能か否かも判定される。回収可能と認められないときは、回収不能額と相当の損失が純損益を通じて認識される。

見積額における減少は、資産の帳簿価額まで認識される。超過分は直ちに純損益で認識される。

有形固定資産、特に原子力発電所の廃止、廃棄燃料及びその他の放射性物質の保管に関連する廃棄及び／又は原状回復において引当金の決定にあたり採用された見積要件に係る詳細は、注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」を参照のこと。

顧客との契約から生じた収益

当グループは、IFRS第15号で想定されている5つのステップのモデルを用いて、当該財又はサービスと引換えに当グループが受け取ることができると見込んでいる対価を反映する金額で、顧客との契約から生じた収益を認識する。

- ＞ 顧客との契約を識別する。
- ＞ 契約に含まれる履行義務、すなわち契約で約束されたすべての財又はサービスを特定する。
- ＞ 変動対価、顧客から受け取る、又は顧客に支払うべき非現金対価、重要な資金調達要素を考慮して、契約開始時に取引価格を決定する。
- ＞ 契約開始時に、取引価格を各個別の履行義務に配分する。

＞　約定された財又はサービスを顧客に移転することにより各履行義務が履行された時点（又はそれ以降）、収益を認識する。

履行義務が、当初想定された期間が一年以下である契約の一部である場合、及び当グループが顧客に請求する権利を有する金額の収益を認識する場合には、当グループは、既存契約における残存履行義務に関する情報を開示しない。

当該収益認識モデルの適用に関する詳細は、注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」及び注記11.a「販売及びサービスから生じた収益」に記載されている。

その他の収益

当グループは、顧客との契約から生じるもの以外に、主に以下の収益を認識している。

＞　自己使用の例外の定義を充たさず、そのためIFRS第9号に従い損益を通して公正価値で認識する現物受渡しを伴う契約に基づくエネルギー商品の販売から生じた収益

＞　現物受渡しを伴うエネルギー商品を販売するために締結した契約の公正価値の変動のうち、自己使用の例外の要件を充たさず、そのためIFRS第9号に従い純損益を通して公正価値で認識されるもの

＞　関連するリース契約の実体に従って発生主義で会計処理されるオペレーティング・リースの収益

その他の営業利益

その他の営業利益は、主に当グループの通常事業の生成物ではない資産の処分による利得及び政府助成金を含む。

IAS第20号に従い、政府補助金（公正価値での非金銭補助金を含む）は、受領されることが合理的に保証され、また、当グループが政府、政府機関及び地方、国内、国際を問わず同様の団体によって定められたすべての条件を遵守することが保証される場合に認識される。

市中利率を下回る利率で政府により提供を受ける融資の場合、その便益は政府助成とみなされる。当該融資は公正価値で当初認識及び測定され、政府助成金は当初の帳簿価額と受領資金額との差額として測定される。融資はその後、金融負債において要件に従って測定される。

政府助成金は、当該助成金によって補償することを意図した費用を当グループが費用として認識する期間にわたって、規則的に純損益に認識される。

既に発生した費用又は損失を補填するため、あるいは将来の関連費用を伴わずに当グループに当面の財政支援を提供する目的で受領した政府補助金は、強制執行が可能となった年度の収益として認識される。

固定資産(例えば、有形固定資産又は無形資産の項目)の購入、建設又はその他の取得のために政府補助金を受けた場合、当該補助金は当該資産の帳簿価額から控除され、減価償却費の減額として当該資産の減価償却可能期間にわたって純損益に計上される。資本助成金が該当する非流動資産への適切な帰属を可能にする充分な情報がない場合は、当該助成金はその他の負債の下で繰延収益として認識され、資産の耐用年数にわたり規則的に純損益に振替えられる。資産の減価償却が開始された期より後の期に政府補助金が交付された場合、過年度に認識された減価償却費に相当する部分は、損益に直接認識される。

当グループが、政府助成を当グループの使用において非貨幣性資産の移転の形態で受け入れる場合、当該助成及び当該資産の両方を、受け入れた非貨幣性資産の移転日現在の公正価値で会計処理する。

商品契約から生じた純損益

商品契約の純損益には以下のものが含まれる。

＞　キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブ及び純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブを含む商品デリバティブからの純収益又は費用（報告日時点で決済済みであるか未決済であるかにかかわらず）。

＞　報告日時点でまだ未決済の現物決済のエネルギー商品契約の損益を通じての測定による純利益／（損失）。

配当金

IFRS第9号「金融商品」に従い、配当金は支払いを受ける無条件の権利が確定した時点で認識される。
親会社の株主に対する未払配当金及び未払中間配当金は、各々株主総会及び取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人所得税等

IAS第12号は、当期及び繰延税金資産・負債の認識に関する要求事項を規定している。税金負債の決定における不確実性は、「IFRIC第23号-法人所得税の取扱いに関する不確実性」の規定に従って定義される。

当期法人所得税

各年度の法人所得税は、正味未払では「税金負債」の下で、又は還付残高が存在する場合は「税金資産」の下で認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。
当該負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。
当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債及び繰延税金資産は、財務諸表上の負債及び資産の帳簿価額と税務上認識される対応する金額との間の一 時差異について、一時差異が解消される日に有効な税率に基づいて決定される。
繰延税金負債は、そのような負債が生じる場合を除き、すべての課税一時差異について認識される：(i)営業権の当初認識、(ii)企業結合ではない取引における資産又は負債の当初認識であって、取引時点において会計上の利 益にも課税上の利益（税務上の損失）にも影響を与えず、課税上と損金算入上の一時差異が同額でない場合、又は(iii)子会社、関連会社、合弁会社への投資に関連する課税上 の一時差異に関して、当グループが一時差異の解消時期をコントロールすることができ、かつ一時差異が予測可能な将来 に解消しない可能性が高い場合を除く。
繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除の繰越額において認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。
繰延税金及び負債は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。
繰延税金資産及び繰延税金負債は、流動税金資産と流動税金負債を相殺する法的強制力のある権利が存在し、かつ、それらが同一の税務当局により、流動税金負債及び資産を純額ベースで決済するか、又は資産の実現と負債の同時決済のいずれかを予定している異なる課税事業体に課される所得税に関連している場合にのみ相殺される。これらの課税事業体は、相当額の繰延税金負債又は資産が決済又は回収されると予想される将来の各期において相殺される。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当グループは、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産、又は未払／繰延税金負債を認識及び測定する。
逆に、税務当局が法人所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。
税務処理に関する不確実性の詳細については、注記2.1「見積もり及び経営判断の使用」を参照のこと。
不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を充たすことから、当グループは、当期税金負債／資産又は繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

注記3.新規及び改訂された基準及び解釈指針

当グループは、2023年1月1日に発効した以下の基準、解釈及び修正を適用している。

＞ **2021年2月公表の「IAS第1号及びIFRS実務基準第2号の改正-会計方針の開示」。**この改正は、開示すべき方針を決定する際の支援を提供することを意図している。これに関しては、以下とする。

- IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂は、「重要な」方針ではなく「重要な」会計方針の開示を要求している。
- IFRS実務指針第2号「重要性の判断」の改訂は、会計方針の開示に重要性の概念を適用する方法についてのガイダンスを提供することを意図している。

会計方針の開示における「重大な」のIFRSによる定義がないため、この用語は「重要な」に置き換えられている。重要性の定義は2018年10月に修正され、IFRS及び概念フレームワークと整合しているため、財務諸表の主たる利用者に広く理解されている。IAS第1号に従い、会計方針に関する情報が、個別に、又は他の情報と組み合わせて、財務諸表の主たる利用者が当該財務諸表に基づいて行う意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、当該情報は重要である。会計方針に関する開示の重要性を評価する際には、取引、その他の事象又は状況の大きさとその性質の両方を考慮することが適切である。しかし、会計方針に関する開示が参照する取引、その他の事象又は状況が重要である可能性はあるが、これは対応する情報が財務諸表の目的上重要であることを意味するものではない。このような背景から、IFRS実務指針第2号の改訂は、会計方針の開示が財務諸表上重要かどうかを判断するための指針を提供することを求めている。これらの改訂の目的は以下の通りである：(i)会計方針の開示に関する重要性の判断は、他の情報に関する重要性の判断と同じガイダンスに従うべきであり、したがって定性的及び定量的な要素を考慮すべきであることを明確にする。

会計方針に関する開示は、改正によって確立された要件に沿って改訂され、注記2.2「重要な会計方針」の中で更新されている。

＞ **2021年2月に公表された「IAS第8号 の改訂 - 会計上の見積りの定義」。**当該改訂は、会計方針の変更を会計上の見積りの変更と区別する方法を明確化するものである。会計上の見積りの変更の定義は、「測定の不確実性の影響を受ける財務諸表上の金額」としての会計上の見積りの定義に置き換えられた。会計方針と会計上の見積りとの相互関係を明確にするため、IAS第8号が修正され、会計基準は、ある特定の財務諸表項目を、直接観察することができない金額で測定することを要求することができるため、(測定に不確実性を伴うため) 見積りを行わなければならないとされた。このような状況において、会計上の見積もりは、入手可能な最新の信頼できる情報に基づく判断と仮定の使用を含め、会計方針が定める目的を達成するために策定される。この改正は、会計上の見積りを作成するために、どのような測定技法とインプットを使用しなければならないかを説明し、測定技法に見積り技法が含まれることを定めている。より大きなガイダンスを提供するために、この改訂は、過年度の誤謬の訂正から生じる場合を除き、インプットの変更又は測定技法の変更による会計上の見積りへの影響は、会計上の見積りの変更であることを明確にしている。新しい情報に起因する会計上の見積りの変更は、誤謬の訂正ではない。

当該修正の適用による連結財務諸表への重要な影響はない。

＞ **「IAS第-12号法人税等の改正:単一の取引から生じる資産及び負債に関連する繰延税金」**、2021年5月発行。この改訂は、基準で規定されている当初認識の免除が、同額の課税一時差異と損金算入一時差異を生じさせる取引にはもはや適用されないことを明確にしている。
一般に、IAS第12号が規定する当初認識の免除は、企業結合を構成せず、会計上の利益にも課税上の利益にも影響を与えない取引における資産又は負債の当初認識に関して、繰延資産及び負債の認識を禁止している。このように、今回の改正は例外の範囲を狭めた。
改訂の対象となる取引 (リースや廃止措置債務など) については、関連する繰延資産及び負債を表示された最初の比較期間の期首から認識し、累積的影響額をその日における利益剰余金 (又は資本の他の構成要素) の調整として認識しなければならない。この点に関して、2022年1月1日時点のエネルグループの期首資本の利益剰余金に改正の適用による重要な影響は生じなかった。

＞ **IAS第12号「国際的な税制改革-第二柱モデル規則」の改訂（2023年5月発行）。この変更は、OECDが発表した第二柱規則に対応して導入されたもので、その目的は、大規模な多国籍企業が、事業を展開する各法域において、特定の期間に発生する所得税の最低水準を確実に納付することである。一般的に、これらの規則では、事業を行う各法域で支払う税金の合計額が最低15%になるような上乗せ税金の適用が義務付けられている。**

導入された変更点。

- **第II柱規制の実施から生じる繰延税金資産・負債の会計処理と開示に関する強制的な一時的例外。**
- **財務諸表の利用者が、この規則から生じる法人税に対する企業のエクスポージャーをよりよく理解できるようにするための開示要求事項である。**

特に、第二の柱に関する法律が制定されているが、まだ発効していない期間については、定性的情報（第二の柱の規則により企業がどのような影響を受けるかに関する情報や、エクスポージャーが存在する可能性のある主な法域に関する情報など）及び定量的情報（第二の柱の法人税が課される可能性のある利益の部分及び当該利益に適用される平均実効税率を示すことや、第二の柱の法律が発効していた場合、企業の平均実効税率がどのように変化したかを示すことなど）を開示しなければならない。

当グループは、遡及的に適用される繰延税金の認識に関する強制的な一時的特例を採用している。しかし、2022年12月31日現在、当グループが事業を展開しているどの法域においても、上乗せ税金の適用に関する新たな規則はまだ発行されておらず、同日現在、関連する繰延税金は認識されていないため、遡及適用による当グループの連結財務諸表への影響はない。

開示要件の詳細については、注記4「最低税額」を参照のこと。

＞ **「IFRS第17号 - 保険契約」、2017年5月公表。この新基準は、IFRS第4号に代わるものとしてIASBによって公表されたもので、発行・保有される再保険契約や任意参加の特徴を持つ投資契約を含む保険契約の認識、測定、表示、開示の原則を定義している。同基準は、発行者に関係なく、IFRS第17号の定義に適合する保険契約には、発行者に関係なく適用されるが、保険契約の定義に適合する特定の種類の契約については、別の基準を適用して会計処理することを認める様々な例外や免除オプションが含まれている。実施した分析に基づき、新基準が当グループの連結財務諸表に与える影響はない。**

注記4.ミニマム課税

大規模な多国籍企業が事業を営む各法域において最低水準の事業所得税を納めることを保証することを目的とした「第二の柱-グローバル・アンチ・ベース・エロージョン・ルール（GlobBE）」は、エネルグループが事業を営む特定の法域において制定又は実質的に制定されている。一般的に、この規則では、その所得に対する実効税率を最低でも15%に引き上げるために、超過利潤に「上乗せ」税金を適用することを想定している。

この目的のため、当グループは、そのような法域における上乗せ税に対する潜在的なエクスポージャーの評価を実施し、その結果、実効税率が15%を下回る状況の存在は限定的であることが判明した。

この評価に基づき、エネルグループが、GloBEルールに基づき法域ごとに計算される実効税率と最低税率15%との差額として負担する可能性のある上乗せ税額に大きな影響はない。

当グループは、「IAS第12号-国際的な税制改革-第二の柱モデル規則」の改訂の規定を適用し、第二の柱 の適用から派生する繰延税金に関する要件の強制的一時免除を適用している。当グループは、この規則の適用により発生する税金を、発生時に流動税金として認識する（注記25「繰延税金資産及び負債」を参照）。

注記5.アルゼンチンーハイパーインフレーション下の経済:IAS第29号適用の影響

2018年7月1日以降、アルゼンチン経済は「IAS第29号‐ハイパーインフレーション経済下における財務報告」で定めた基準に基づきハイパーインフレーション下にあるとみなされている。当該指定は、過去3年間の累積インフレ率が100%以上となっている現状を含めた一連の質的･量的状況の評価に従い判定される。
2023年12月31日現在の連結財務諸表の作成の目的及びIAS第29号に従い、アルゼンチンにおける投資先の財政状態計算書の特定の項目において、当該企業の報告日時点のアルゼンチン･ペソの購買力の変動を反映するため過去のデータに一般消費者物価指数を適用して再測定された。
2009年6月25日にエネルグループがアルゼンチン企業の支配権を取得したことを考慮し、同日以降のインフレ指標を適用して非貨幣性財務諸表の数値の再測定を行った。当該再測定の会計上の影響は、期首財政状態計算書に既に反映されていることに加えて、期中の変動も含んでいる。より具体的には、2023年度に認識された非貨幣性項目、株主持分項目及び損益計算書の項目の再測定の影響は、損益計算書の特定の項目において金融損益として認識された。関連する税効果は当期税金として認識された。

また、現地通貨の為替レートに及ぼすハイパーインフレーションの影響を考慮に入れるため、ハイパーインフレーション下の通貨で表示された損益計算書の金額は、IAS第21号に従ってその金額の現在価値に調整するため、年平均レートではなく期末の為替レートを適用して当グループの表示通貨（ユーロ）で換算された。

2018年12月31日現在から2023年12月31日現在までの一般物価指数の累積的変動は、以下の表のとおりである。

期間	一般消費者物価指数の累積的変動
2009年7月1日から2018年12月31日	346.30%
2019年1月1日から2019年12月31日	54.46%
2020年1月1日から2020年12月31日	35.41%
2021年1月1日から2021年12月31日	49.73%
2022年1月1日から2022年12月31日	97.08%
2023年1月1日から2023年12月31日	222.01%

2023年には、IAS第29号の適用により、2億8,400万ユーロの純金融収益（税引後）が発生した。

以下の表は、2023年12月31日現在の残高に係るIAS第29号の影響及び2023年度の損益計算書の主要項目に対するハイパーインフレーションの影響を、一般消費者物価指数に基づく再評価に係るものと、IAS第21号の規定に従って期間中の平均レートではなく期末の為替レートをハイパーインフレーション下の経済に適用することによるものを区分して開示している。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在のハイパーインフレーションの累積影響	期間中のハイパーインフレーションの影響	為替換算差額	事業体処分に伴う連結範囲の変更	2023年12月31日現在のハイパーインフレーションの累積影響
資産合計	1,989	917	(1,567)	(45)	1,294
負債合計	555	314	(424)	(7)	438
株主持分	1,434	603 (1)	(1,143)	(38)	856

(1) 当該数値は当年度の利益110百万ユーロ相当を含む。

百万ユーロ

	IAS第29号の影響	IAS第21号の影響	影響合計 2023年12月31日現在
収益	278	(588)	(310)
営業費用	352 (1)	(641) (2)	(289)
営業利益	**(74)**	**53**	**(21)**
純金融収益／(費用)	(39)	16	(23)
ハイパーインフレ調整から生じた利益／(損失)純額	284	-	284
税引前利益／(損失)	**171**	**69**	**240**
法人所得税等	61	126	187
当期利益／(損失)(親会社及び非支配株主の所有者)	**110**	**(57)**	**53**
親会社株主帰属分	68	(83)	(15)
非支配持分帰属分	42	26	68

(1) 55百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失による影響を含む。
(2) マイナス27百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失による影響を含む。

注記6.気候変動に関する開示

「ネットゼロ」に向けた動きは世界中で進んでおり、グローバル経済の脱炭素化及び電化のプロセスは、1.5度を超える気温上昇の深刻な結果を回避するために重要である。
このような展望に立ち、当グループでは、以下の戦略指針を定めている。

- ＞ 脱炭素電力供給の支援に資本を配分する。
- ＞ 顧客のエネルギー需要に応えるための電化を可能にする。
- ＞ 価値連鎖に沿った価値創造を活用する。
- ＞ 持続可能な「ネットゼロ」目標の達成を2040年に前倒しする。

気候変動に関連するリスク及びパリ協定の下で設定されたコミットメントを考慮し、当グループは、カーボン・ニュートラル目標の達成を前倒して達成し、国際会計基準の概念フレームワークの下で要請される重要かつ予見可能な影響を強調しつつ、資産、負債及び純損益に係る影響を反映していくことを決定した。

この観点から、当グループは、2023年7月にIFRS財団から公表された文書の規定に従い、気候変動が当グループの勘定にどのように反映されているかについて、連結財務諸表の注記に明確な情報を提供している。

当該連結財務書類の注記の一部として作成された開示における気候変動に関するより効果的かつ包括的なコミュニケーションのために、本開示を以下に示すように図示化し、気候変動に関連する課題が取り扱われている各々の章で参照情報を提供している。

トピック	注記	内容
気候変動に係る見積り及び判断	注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用」	・（財務報告上の重要性を考慮した）気候変動に関連した経営陣による見積り及び判断の利用の参照情報 ・特定の資産／資金生成単位からの見積り期待キャッシュ・フローに着目（「非金融資産の減損」の章） ・パリ協定及び関連する資産の耐用年数の見積りへの影響の下での当グループの約定の影響に着目（「非金融資産の耐用年数の決定」の項）
持続可能な投資	注記19「有形固定資産」	・送電網の整備に関連するインフラと、e-モビリティ、e-シティ、e-ホーム事業の拡大に向けた投資に重点を置く。
非金融資産の測定	注記12.e「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」 注記19「有形固定資産」 注記24「のれん」	・非金融資産の測定、特に特定の資産の残存耐用年数及び減損テストに関して、パリ協定に沿った当グループの約定に関連する影響に着目。
引当金	注記40「リスク及び費用における引当金」	・サイトの廃止措置と復旧のためのものを含め、配電網と発電所への気候変動の影響に対する規定、及びエネルギー転換に関連した再構築計画のための可能な規定に焦点を当てる。
エネルのサステナビリティ連動型金融	注記48.3「借入金」 注記60「後発事象」	・以下に着目する。 - 国連で提起された持続可能な開発目標に沿った持続可能目標の達成に関連するサステナビリティ・リンク・ボンドの発行 - 特定の持続可能な当グループのプロジェクトやイニシアティブへの資金の調達に用いるグリーンボンド - 持続可能な開発目標（SDGs）の達成につながる持続可能な融資。
株式に基づく報酬	注記53「株式に基づく報酬」	・特定の気候関連目標の達成に紐付けられた長期インセンティブ制度の記述。
環境プログラム	注58「環境プログラム」	・国内及び国際的な規制により要求される環境コンプライアンスに関する費用の説明。 ・環境適合基準を満たすのに十分な環境認証を取得していないために発生したコストの説明。

注記7.非継続事業

「欧州」エリアにおいて、エネルグループは、特にロシア、ルーマニア、ギリシャにおける特定の主要事業ラインの売却を決定した。
すべての非継続資産は、当グループが事業を展開している地理的地域の重要な部分を占めているため、IFRS第5 号の規定に従って、これらの資産に関連する損益を連結損益計算書の「非継続事業からの利益/ (損失) 」に区分している。

損益計算書における表示、及び売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に係る注記に記載する開示について規定しているIFRS第5号の規定に従い、2023年度及び2022年度における非継続事業の業績の損益計算書は以下の表示のとおりである。
当該項目は連結会社間取引を全て控除した後の金額を表示している。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減
収益	**2,535**	**3,543**	**(1,008)**
営業費用	**2,341**	**4,815**	**(2,474)**
営業利益／(損失)	**194**	**(1,272)**	**1,466**
金融収益／(費用)	(62)	(43)	(19)
持分法による投資利益／(損失)の割合(1)	58	83	(25)
非継続事業からの税引前利益／(損失)	**190**	**(1,232)**	**1,422**
法人所得税等	29	(52)	81
利益／(損失) ロシア、ギリシャ、ルーマニア	**161**	**(1,180)**	**1,341**
非継続事業の売却から生じたキャピタル・ゲイン／(ロス)	(532)	(1,054)	522
非継続事業から生じた当期利益／(損失)	**(371)**	**(2,234)**	**1,863**

(1) 2022年の数値は、2023年12月に売却したロシア会社Rusenergosbyt LLCの「持分法による投資損益の持分」を「非継続事業」に分類するために調整されている。

前へ 次へ

国別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2023年度	ロシア	ギリシャ	ルーマニア	2022[(1)]	ロシア[(1)]	ギリシャ	ルーマニア
収益合計	**2,535**	**-**	**122**	**2,413**	**3,543**	**290**	**125**	**3,128**
営業費用	2,126	-	75	2,051	3,585	243	70	3,272
減損	215	-	-	215	1,230	534	-	696
費用合計	**2,341**	**-**	**75**	**2,266**	**4,815**	**777**	**70**	**3,968**
営業利益／(損失)	**194**	**-**	**47**	**147**	**(1,272)**	**(487)**	**55**	**(840)**
金融収益／(費用)	(62)	-	(49)	(13)	(43)	(9)	(35)	1
持分法投資利益／(損失)のシェア	58	58	-	-	83	64	19	-
非継続事業からの税引前利益／(損失)	**190**	**58**	**(2)**	**134**	**(1,232)**	**(432)**	**39**	**(839)**
当期法人所得税	67	-	8	59	(15)	8	2	(25)
繰延事業所得税	(38)	-	-	(38)	(37)	-	-	(37)
法人所得税等	**29**	**-**	**8**	**21**	**(52)**	**8**	**2**	**(62)**
利益／(損失) ロシア、ギリシャ、ルーマニア	**161**	**58**	**(10)**	**113**	**(1,180)**	**(440)**	**37**	**(777)**
非継続事業の売却から生じたキャピタル・ゲイン／(ロス)	(532)	(124)	262	(670)	(1,054)	(1,054)	-	-
非継続事業から生じた当期利益／(損失)	**(371)**	**(66)**	**252**	**(557)**	**(2,234)**	**(1,494)**	**37**	**(777)**

(1) 2022年の数値は、2023年12月に売却したロシア会社Rusenergosbyt LLCの「持分法による投資損益の持分」を「非継続事業」に分類するために調整されている。

前へ　次へ

IFRS第5号の規定に従い、再分類に至った事実と状況は以下の通りである。

ロシア

2022年10月12日、エネル・スパはPJSCエネル・ロシアの全株式の売却を完了した。売却が完了した時点で、エネルはロシアの全ての発電資産を売却し、これには、約5.6 GWの従来型発電容量と、さまざまな開発段階にある約300 MWの風力発電容量が含まれ、従業員及び顧客の継続性を担保している。

さらに2023年12月20日、エネル・スパは保有するルスネルゴスビートLLCの全株式を8,300万ユーロで売却した。同事業は124百万ユーロのマイナス影響を及ぼし、うち82百万ユーロは為替準備金の取り崩しに関連したものであった。

ルーマニア

2022年12月14日、2023年2月4日、2023年3月9日の合意に続き、2023年10月25日、エネル・スパは、エネルグループがルーマニアで保有する全株式のギリシャ企業パブリック・パワー・コーポレーションSA（PPC）への売却を最終決定した。
契約条件に従い、PPCは総額1,241百万ユーロを支払った。また、リテール事業の将来価値に基づき、決算後にさらなる支払いを行う可能性のあるアーンアウトの仕組みも想定されている。

この取引は、グループの純利益に約847百万ユーロのマイナスの影響を及ぼしたが、このうち655百万ユーロは為替換算準備金の取り崩し、15百万ユーロは売却に関連する取引費用、177百万ユーロは売却前の資産の減損損失（税引後）として認識された 。
詳細については、注記9「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

ギリシャ

2023年7月26日の合意に続き、エネル・グリーン・パワー（EGP）は2023年12月29日、EGPのギリシャにおける再生可能エネルギー関連子会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラス（EGPH）の50%を、マッコーリー・グリーン・インベストメント・グループ・リニューアブル・エナジー・ファンド2を通じてマッコーリー・アセット・マネジメントに売却することを決定した。

上記の合意に基づき、EGPが受け取った総額は3億5,100万ユーロだった。
取引完了後、EGPとマッコーリー・アセット・マネジメントは株主間契約を締結し、EGPHの現在の再生可能エネルギー発電ポートフォリオを共同管理するとともに、プロジェクトパイプラインの開発を継続し、設備容量をさらに増やすことを想定している。

この取引はグループ利益に422百万ユーロのプラス影響をもたらした（残余持分の公正価値での再測定を含む）。
詳細については、注記9「期中の主な取得及び処分」を参照のこと。

非継続事業として分類される資産の事業ライン別及び地理的地域別の財務状態の詳細は「一次セグメント（事業ライン別）及び二次セグメント（地理的地域別）による業績」の項を参照のこと。

非継続事業に係るキャッシュ・フローの詳細は、キャッシュ・フロー計算書に別途記載しているものの、以下のとおりである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	**増減**
営業活動によるキャッシュ・フロー－非継続事業	132	(391)	523
投資活動によるキャッシュ・フロー－非継続事業	(442)	(351)	(91)
財務活動による／（に用いた）キャッシュ・フロー－非継続事業	(16)	656	(672)
キャッシュ・フロー－非継続事業	**(326)**	**(86)**	**(240)**

注記8.比較開示の修正再表示

2022年度の連結財政状態計算書は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号の改訂の影響を考慮して調整されている。この改訂は、同基準が規定する当初認識の免除が、リースや廃棄措置のような同額の課税一時差異と損金算入一時差異 を生じさせる取引にはもはや適用されないことを明確にしている。

連結財務状態への影響

百万ユーロ

資産	2022年12月31日現在	IAS 12	2022年12月31日現在 修正再表示
非流動資産			
有形固定資産	88,521	-	88,521
投資不動産	94	-	94
無形資産	17,520	-	17,520
のれん	13,742	-	13,742
繰延税金資産	10,925	250	11,175
持分法適用投資	1,281	-	1,281
非流動デリバティブ資産	3,970	-	3,970
非流動契約資産	508	-	508
その他の非流動金融資産	8,359	-	8,359
その他の非流動資産	2,486	-	2,486
[合計]	**147,406**	**250**	**147,656**
流動資産			
棚卸資産	4,853	-	4,853
営業債権	16,605	-	16,605
流動契約資産	106	-	106
税金資産	561	-	561
流動デリバティブ資産	14,830	-	14,830
その他の流動金融資産	13,753	-	13,753
その他の流動資産	4,314	-	4,314
現金及び現金同等物	11,041	-	11,041
[合計]	**66,063**	**-**	**66,063**
売却目的保有に分類された資産	**6,149**	**6**	**6,155**
資産合計	**219,618**	**256**	**219,874**

百万ユーロ

負債及び株主持分		2022年12月31日現在	IAS 12	2022年12月31日現在 修正再表示
親会社の所有者に帰属する持分				
株式資本		10,167	-	10,167
自己株式準備金		(47)	-	(47)
その他の準備金		2,740	-	2,740
利益剰余金		15,797	(2)	15,795
	[合計]	**28,657**	**(2)**	**28,655**
非支配持分		**13,425**	**-**	**13,425**
株主持分合計		**42,082**	**(2)**	**42,080**
非流動負債				
長期借入金		68,191	-	68,191
従業員給付		2,202	-	2,202
リスク及び費用向け引当金（非流動部分）		6,055	-	6,055
繰延税金負債		9,542	252	9,794
非流動デリバティブ負債		5,895	-	5,895
非流動契約負債		5,747	-	5,747
その他の非流動金融負債		-	-	-
その他の非流動負債		4,246	-	4,246
	[合計]	**101,878**	**252**	**102,130**
流動負債				
短期借入金		18,392	-	18,392
一年以内返済予定の長期借入金		2,835	-	2,835
リスク及び費用向け引当金（流動部分）		1,325	-	1,325
営業債務		17,641	-	17,641
法人所得税に係る負債		1,623	-	1,623
流動デリバティブ負債		16,141	-	16,141
流動契約負債		1,775	-	1,775
その他の流動金融負債		853	-	853
その他の流動負債		11,713	-	11,713
	[合計]	**72,298**	**-**	**72,298**
売却目的保有に分類される処分グループに含まれる負債		**3,360**	**6**	**3,366**
負債合計		**177,536**	**258**	**177,794**
負債及び株主持分合計		**219,618**	**256**	**219,874**

2022年度の連結損益計算書及び連結包括利益計算書は、「IFRS第5号 - 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要求に従い、2023年第4四半期に売却されたRusenergosbyt LLCに対する投資の非継続事業への表示を考慮して調整されている。
詳細は注記7「非継続事業」を参照されたい。

連結損益計算書に係る影響

百万ユーロ

	2022年度	IFRS第5号	2022年度再表示
収益	**140,517**	**-**	**140,517**
営業費用	**131,689**	**-**	**131,689**
商品契約から生じた純損益	**2,365**	**-**	**2,365**
営業利益	**11,193**	**-**	**11,193**
デリバティブから生じた金融収益	3,118	-	3,118
その他の金融収益	3,430	-	3,430
デリバティブから生じた金融費用	3,414	-	3,414
その他の金融費用	5,880	-	5,880
ハイパーインフレからの純利益	290	-	290
持分法投資利益／(損失)のシェア	4	(64)	(60)
税引前利益	**8,741**	**(64)**	**8,677**
法人所得税等	3,523	-	3,523
継続事業からの利益／(損失)	**5,218**	**(64)**	**5,154**
親会社株主帰属分	3,637	(64)	3,573
非支配持分帰属分	**1,581**	-	1,581
非継続事業から生じた当期利益／(損失)	**(2,298)**	**64**	**(2,234)**
親会社株主帰属分	**(1,955)**	64	(1,891)
非支配持分帰属分	**(343)**	-	(343)
当期利益／(損失) (親会社及び非支配株主の所有者)	**2,920**	**-**	**2,920**

連結包括利益計算書への影響

百万ユーロ

	2022年度	IFRS第5号	2022年度 再表示
当期利益	**2,920**	**-**	**2,920**
後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益／(損失)(税効果控除後)			
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分	(1,677)	-	(1,677)
ヘッジ費用の公正価値変動額	(70)	-	(70)
持分法による投資のその他の包括利益に対する割合	233	-	233
FVOCIで測定される金融資産の公正価値変動額	(44)	-	(44)
為替換算算準備金の変動	944	15	959
売却／非継続事業目的保有として分類された非流動資産及び処分グループに関連して後に純損益に振替えられる可能性のあるその他の包括利益累計額	(63)	(15)	(78)
その他の包括利益／(費用)のうち、損益への組替ができないもの(税効果控除後)			
確定給付制度向け負債／(資産)の再測定	303	-	303
他社における持分投資の公正価値変動額	13	-	13
売却目的保有又は非継続事業として分類された固定資産及び処分グループに関するその他の包括利益累計額で、純損益に再分類することができないもの。	21	-	21
その他の当期包括費用合計	**(340)**	**-**	**(340)**
当期包括利益／(損失)	**2,580**	**-**	**2,580**
帰属先:			
- 親会社株主	1,658	-	1,658
- 非支配持分	922	-	922

2023年12月31日現在の当該連結財務諸表の注記及び注記表に開示されている数値は統一されており、相互に比較可能である。

連結範囲の変更

注記9.期中の主な取得及び処分

2期間の概観のとおり、複数の取引の結果として連結範囲に変更が生じた。

2022年度

- 2022年1月3日、Enel Produzione SpAは、約527 MWの設置容量及びおよそ1.5 TWhの年間出力を持つ発電所を所有するERG Hydro Srl（その後Enel Hydro Appennino Centrale Srlに改名し、2022年12月1日にEnel Produzione SpAに合併された）の100%を約1,267百万ユーロの対価で取得した。2022年12月に、およそ349百万ユーロの営業権の認識とともに、取得した資産及び負債ののれん価値の特定が完了した。
- 2022年6月30日、Enel Green Power SpAは、EGP Matimba New Co 1 Srlの持分50%を、約740 MWの設置容量とともに南アフリカにある6社を間接的に所有するAl Rayyan Holding LLC（カタール投資庁により支配されている）に108百万ユーロで売却し、全額払込済みである。
- 2022年7月25日、エネルXSrlはムーニーSpAに約140百万ユーロで売却され、金融債権、エネルX Financial Services、City Poste Payment、PayTipper、Junia Insurance及びその子会社の全株式持分の形で決済された。
- 2022年8月24日、Enel Américasの子会社であるEnel Brasil SAは、CGTF（Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA）に ENEVA SAの全株式持分の売却を、その対価である約89百万ユーロで完了させた。この取引は損益に約2億1,000万ユーロのマイナスの影響を与えた。
- 2022年10月12日、エネルは、PJSC Enel Russiaの直近で株式資本の56.43%に相当するPJSC Enel Russiaの全持分を、PJSC Lukoil及びクローズド・コンバインド・ミューチュアル・インベストメント・ファンド「Gazprombank-Frezia」に総額約137百万ユーロで売却することを最終合意した。この取引は、主に約10億ユーロの為替換算調整勘定と4億9700万ユーロの減損調整勘定の戻し入れを反映し、報告されたグループ当期純利益に約15億ユーロのマイナスの影響を与えた。
- 2022年12月9日、Enel Chile SAは、上場しているチリの送電会社Enel Transmisión Chile SAの株式資本における株式持分99.09%を、Inversiones Grupo Saesa Ltdaにより支配されているSociedad Transmisora Metropolitana SpAに約1,300百万ユーロで売却することで最終合意した。当該取引は約1,100百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出した。
- 2022年12月22日、エネルは、完全保有子会社グリッドスペルティーゼSrlの割当50%を、国際的なプライベート・エクイティ・ファンドCVC Capital Partners Fund VIIIに総額およそ300百万ユーロで売却を完了した。この取引には、2億6,100万ユーロのキャピタル・ゲインの認識と、2億5,900万ユーロの残余持株の公正価値への再測定が含まれる。
- 2022年12月29日、Enel Américas SAの子会社であるEnel Brasil SAは、ブラジルの配電会社Celg Distribuição SA-Celg-D（Enel Goiás）の直近の株式資本の約99.9%に相当する全持分を、Equatorial Energia SAの子会社であるEquatorial Participações e Investimentos SAに合計約1,500百万ユーロ（うち持分部分は約269百万ユーロ、会社間融資の返済として約1,200百万ユーロ）で売却することで最終合意した。この取引は、主に売却した純資産に関連する為替換算準備金の取り崩しを反映し、損益に約10億ユーロのマイナスの影響を与えた。

2023年

- 2023年2月17日、エネルグループは子会社であるエネル・アルゼンチンを通じて、エネルギー会社セントラル・プエルトSAに対し、グループの火力発電会社Enel Generación Costaneraの株式を42百万ユーロで売却を締結し、全額を回収して取引を終了した。この取引の結果、132百万ユーロのキャピタル・ロスが認識された。
- 2023年4月14日、エネルグループはYPF社及びPan American Sur SA社に対し、Inversora Dock Sud SA社及びCentral Dock Sud SA社の保有株式を総額48百万ユーロで売却した。当該取引は損益にマイナス約194百万ユーロの影響を与えた。
- 2023年9月29日、エネルグループは、子会社のエネル・グリーン・パワー社を通じて、オーストラリアにおける同グループの自然エネルギー事業のすべてを所有する2社（エネル・グリーン・パワー・オーストラリア社（Enel Green Power Australia (Pty) Ltd）とエネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト社（Enel Green Power Australia Trust）の50%を、INPEX社に総額1億4,200万ユーロで売却することを決定した。この結果、1億300万ユーロの利益を計上した。
- 2023年10月25日、エネルSpAとその上場子会社であるエネル・チリSAは、総設備容量約416MWの稼働中の太陽光発電所4基のポートフォリオを所有するチリの企業、アルカディア・ジェネラシオン・ソーラーSAの株式資本に対する全持分の売却を、国際的な再生可能エネルギー・メーカーであるソネディックス社に総額5億3500万ユーロで売却する契約を締結した。この取引の結果、1億9500万ユーロのキャピタル・ゲインを計上した。
- 2023年10月25日、エネルグループはギリシャのパブリック・パワー・コーポレーションSAに対し、エネルグループがルーマニアで保有する全株式を総額12億4,100万ユーロで売却することを最終決定した。この取引は当期の損益に8億4,700万ユーロのマイナスの影響を及ぼし、うち6億5,500万ユーロは為替換算準備金の取り崩しを反映したものであった。
- 2023年12月29日、エネルSpAは、完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・スパを通じて、エネル・グリーン・パワーのギリシャにおける完全所有の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラスの50%を、マッコーリー・アセット・マネジメントに総額3億5,100万ユーロで売却した。この取引は、2023年のグループの損益に4億2200万ユーロのプラス影響を与えた。

その他の変動

上記の連結範囲の変更に加え、支配の獲得又は喪失に係る開示取引ではないが、以下の取引により、当グループが保有する投資先に対する持分に変動が生じた。

- 2023年11月24日、エネルグループは子会社のエンデサ・ジェネラシオンSAUを通じて、テクナトムSAへの投資全額を総額2,600万ユーロで売却することを決定した。この取引による損益への影響はない。
- 2023年12月20日、エネルSpAはRusenergosbyt LLCの全株式を総額8,300万ユーロで売却した。この取引はグループ利益に1億2,400万ユーロのマイナス影響を及ぼしたが、うち8,200万ユーロは為替換算準備金の取り崩しを反映したものであった。

エネル･ジェネラシオン･コスタネラの売却

2023年2月17日、エネルグループは火力発電会社エネル･ジェネラシオン･コスタネラの株式を4200万ユーロで売却し、全額を回収した。

百万ユーロ	
売却価格	42
売却純資産合計	(39)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(135)
売却利得／（損失）	**(132)**

Inversora Dock Sud SA及びCentral Dock Sud SAの売却

2023年4月14日、エネルグループは、火力発電会社Inversora Dock Sud SA及びCentral Dock Sud SAの保有株式の売却を4,800万ユーロで完了し、全額を回収した。

百万ユーロ	
売却価格	48
売却純資産合計	(48)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(194)
売却利得／（損失）	**(194)**

エネル･グリーン･パワー･オーストラリアの50%売却

2023年9月29日、エネルグループは、子会社のエネル･グリーン･パワー社（Enel Green Power SpA）を通じて、オーストラリアにおける同グループの自然エネルギー事業のすべてを所有する2社（エネル･グリーン･パワー･オーストラリア社（Enel Green Power Australia (Pty) Ltd）及びエネル･グリーン･パワー･オーストラリア･トラスト社（Enel Green Power Australia Trust））の50%を国際石油開発帝石株式会社（INPEX Corporation）に総額1億4,200万ユーロで売却し、全額を回収した。

百万ユーロ	
売却価格	142
売却純資産合計	(63)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(55)

売却利得／(損失)	**24**
残余持分の公正価値再測定 (50%)	79
売却収入	**103**

アルカディア・ジェネラシオン・ソーラーの売却

2023年10月25日、エネル・スパとその子会社であるエネル・チリSAは、アルカディア・ジェネラシオン・ソーラーSAの全株式をソネディックスに総額5億3,500万ユーロで売却し、全額を回収した。

百万ユーロ	
売却価格	535
売却純資産合計	(314)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	21
取引コスト	(1)
のれん	(46)
売却利得／（損失）	**195**

この取引による税効果は6,800万ユーロであった。

ルーマニア事業の売却

2023年10月25日、エネルグループは、ギリシャのパブリック・パワー・コーポレーションSAに、ルーマニアで保有する全株式を総額12億4,100万ユーロで売却し、全額を回収した。

百万ユーロ	
売却価格	1,241
売却純資産合計	(1,241)
その他の包括利益（OCI）準備金の取崩し	(655)
取引コスト	(15)
売却利得／（損失）	**(670)**
売却前プラント価値調整	(215)
価値調整税	38
財務的影響	**(847)**

エネル・グリーン・パワー・ヘラス社50%の売却

2023年12月29日、エネル・スパは、全額出資子会社であるエネル・グリーン・パワー・スパを通じて、エネル・グリーン・パワーのギリシャにおける全額出資の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラスの50%を、マッコーリー・アセット・マネジメントに総額3億5,100万ユーロで売却し、全額を回収した。

百万ユーロ	
売却価格	351
売却純資産合計	(86)
取引コスト	(3)
売却利得／(損失)	**262**
残余持分の公正価値再測定 (50%)	160
売却収入	**422**

注記10.プライマリー・セグメント（事業ライン）及びセカンダリー・セグメントの（地理的地域）業績及び財務状態

ここに記載した業績及び財務状況は、当グループの業績をモニタリングする際に経営陣が採用した手法に基づくものである。特に、経営陣は事業部門別の業績を監視し、報告している。従って、当グループは以下の報告セクターを採用している。

＞　プライマリー・セグメント事業ライン

＞　セカンダリー・セグメント地理別

したがって、事業ラインは、エネルグループの経営陣が実施する分析及び決定における主要な差別要素であり、これらの目的のために作成される内部報告書と完全に整合している。

この点に関して、2023年に開始した組織の簡素化プロセスにより、事業ライン及び地理的エリアの再編が行われ、その結果、経営陣が投資家に対して当グループの業績をモニタリングし、表示するために使用するアプローチに基づいてセグメントの業績を表示するために、開示対象となるセグメントを再定義する必要が生じたことに留意されたい。

特に、プライマリー・セグメント（事業ライン）別の数値表示において：

＞　2022年12月31日に終了した事業年度において別個に表示されていたエネルXの数値は、現在、エンドユーザー市場の下に報告されている。

＞　2022年12月31日に終了した会計年度において「持株、サービス及びその他」に表示されていたエネルXウェイの数値は、現在「エンドユーザー市場」に表示されている。

セカンダリー・セグメント（地理別）の数値は、中南米、欧州、北米、アフリカ・アジア・オセアニアを「その他の地域」に統合して表示している。

これらの変更に伴い、前年度の数値は比較の目的でのみ調整されている。

プライマリーー・セグメント(事業ライン)による業績

2023年度業績(1)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズエネル・グリッズ	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	20,152	8,459	17,206	49,748	-	95,565	-	95,565
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	20,038	3,161	3,053	2,371	2,045	30,668	(30,668)	-
収益合計	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**
費用合計	35,140	6,377	12,798	46,038	2,659	103,012	(30,668)	72,344
商品契約から生じた純損益	(1,983)	(65)	-	(923)	5	(2,966)	-	(2,966)
減価償却費及び償却費	775	1,603	2,957	785	233	6,353	-	6,353
減損損失	161	1,552	168	1,439	18	3,338	-	3,338
減損利益	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
営業利益／(損失)	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**	**-**	**10,832**
資本的支出	**761** (2)	**5,345** (3)	**5,280** (4)	**1,138** (5)	**190** (6)	**12,714**	**-**	**12,714**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益と他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する1,400万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する5億6,500万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する2億3,300万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する3,400万ユーロは含まれていない。
(6) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する300万ユーロは含まれていない。

2022年度業績(1)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	53,239	6,669	19,806	60,785	18	140,517	-	140,517
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	23,096	2,498	3,226	3,565	2,032	34,417	(34,417)	-
収益合計	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**64,350**	**2,050**	**174,934**	**(34,417)**	**140,517**
費用合計	71,189	5,873	13,918	64,143	2,225	157,348	(34,384)	122,964

商品契約から生じた純損益	551	183	-	1,595	(5)	2,324	41	2,365
減価償却費及び償却費	802	1,456	2,852	747	229	6,086	-	6,086
減損損失	562	53	1,047	1,296	-	2,958	-	2,958
減損利益	(52)	(2)	(117)	(148)	-	(319)	-	(319)
営業利益／(損失)	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(93)**	**(409)**	**11,185**	**8**	**11,193**
資本的支出	**990** (2)	**6,386** (3)	**5,547** (4)	**1,205** (5)	**219**	**14,347**	**-**	**14,347**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益と他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する200万ユーロは含まれない。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する4,200万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する1億1,000万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する200万ユーロは含まれない。

セカンダリー・セグメント別業績(地域)

2023年度業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	消去 その他の地域	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	49,145	25,418	20,927	*18,569*	*234*	*2,129*	*335*	*(340)*	75	95,565
他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	182	10	354	*7*	5	*13*	3	*326*	(546)	-
収益合計	**49,327**	**25,428**	**21,281**	***18,576***	***239***	***2,142***	***338***	***(14)***	**(471)**	**95,565**
費用合計	38,792	18,578	15,091	*13,563*	*80*	*1,262*	*200*	*(14)*	(117)	72,344
商品契約から生じた純損益	233	(3,171)	(38)	*181*	-	*(220)*	1	-	10	(2,966)
減価償却費及び償却費	2,325	1,911	1,931	*1,389*	*2*	*491*	*49*	-	186	6,353
減損損失	824	558	1,879	*452*	*2*	*1,425*	-	-	77	3,338
減損利益	(22)	(197)	(48)	*(43)*	*(1)*	-	*(4)*	-	(1)	(268)
営業利益／(損失)	**7,641**	**1,407**	**2,390**	***3,396***	***156***	***(1,256)***	***94***	**-**	**(606)**	**10,832**
資本的支出	**5,763** (2)	**2,305**	**4,419** (3)	***3,302*** (4)	***2*** (5)	***1,096*** (6)	***19*** (7)	**-**	**227**	**12,714**

(1) セグメント収益には、第三者からの収益及び他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。
(2) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する3億3,700万ユーロは含まれていない。
(3) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する5億1,200万ユーロは含まれていない。
(4) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する1億8,000万ユーロは含まれていない。
(5) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する210百万ユーロは含まれていない。
(6) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する100万ユーロは含まれていない。
(7) 売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する1億2100万ユーロは含まれていない。

2022年度業績(1)

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	消去 その他の地域	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益及びその他の収入	83,337	32,725	*23,476*	*21,329*	*82*	*2,208*	*266*	(409)	979	140,517

他のセグメントとの取引から生じた収益及びその他の収益	171	108	*398*	5	5	6	-	382	(677)	-
収益合計	**83,508**	**32,833**	**23,874**	***21,334***	***87***	***2,214***	***266***	**(27)**	**302**	**140,517**
費用合計	81,880	25,388	16,149	*14,811*	*66*	*1,126*	174	(28)	(453)	122,964
商品契約から生じた純損益	4,679	(2,215)	(95)	*56*	6	*(148)*	*(9)*	-	(4)	2,365
減価償却費及び償却費	2,209	1,784	1,900	*1,393*	*2*	*430*	*75*	-	193	6,086
減損損失	886	478	1,577	*1,553*	1	18	5	-	17	2,958
減損利益	(39)	(271)	(7)	(7)	-	-	-	-	(2)	(319)
営業利益／(損失)	**3,251**	**3,239**	**4,160**	***3,640***	***24***	***492***	***3***	**1**	**543**	**11,193**
資本的支出	**4,640**	**2,316**	**7,168** (2)	***4,289*** (3)	***224*** (4)	***2,491***	***164*** (5)	**-**	**223** (6)	**14,347**

(1) **セグメント収益には、第三者からの収益と他のセグメントとの取引による収益の両方が含まれる。**
(2) **売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する1億3800万ユーロは含まれていない。**
(3) **売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する9,400万ユーロは含まれていない。**
(4) **売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する400万ユーロは含まれていない。**
(5) **売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する4,000万ユーロは含まれていない。**
(6) **売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関する1,800万ユーロは含まれていない。**

プライマリー・セグメント（事業ライン）による財務状態

2023年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	8,340	42,757	40,490	1,142	793	93,522	(13)	93,509
無形資産	271	5,555	20,188	4,926	443	31,383	-	31,383
非流動及び流動契約資産	20	17	484	169	2	692	(1)	691
営業債権	7,287	3,471	7,771	8,373	792	27,694	(9,711)	17,983
その他	5,736	290	2,738	2,489	3,134	14,387	(6,268)	8,119
営業資産	**21,654** (1)	**52,090** (2)	**71,671** (3)	**17,099** (4)	**5,164** (5)	**167,678**	**(15,993)**	**151,685**
営業債務	6,741	3,797	4,174	9,418	1,014	25,144	(8,986)	16,158
非流動及び流動契約負債	112	271	7,515	59	7	7,964	(95)	7,869
各種引当金	3,468	979	3,348	742	1,208	9,745	(63)	9,682
その他	3,833	1,606	9,817	4,327	4,740	24,323	(6,164)	18,159
営業負債	**14,154** (6)	**6,653** (7)	**24,854** (8)	**14,546** (9)	**6,969** (10)	**67,176**	**(15,308)**	**51,868**

(1) そのうち6億4,000万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されている。
(2) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは22億5,400万ユーロであった。
(3) このうち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは24億6,900万ユーロであった。
(4) うち8400万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(5) うち900万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(6) そのうち1億4200万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(7) そのうち2億6,500万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されている。
(8) そのうち2億700万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(9) このうち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは1,900万ユーロであった。
(10) そのうち300万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。

2022年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
有形固定資産	8,530	41,519	40,377	760	642	91,828	(3)	91,825
無形資産	397	5,723	20,035	4,975	467	31,597	-	31,597
非流動及び流動契約資産	-	50	500	109	6	665	(1)	664
営業債権	7,667	3,730	5,706	9,003	1,197	27,303	(9,567)	17,736

その他	7,928	540	2,551	3,262	2,463	16,744	(7,891)	8,853
営業資産	**24,522** (1)	**51,562** (2)	**69,169** (3)	**18,109** (4)	**4,775** (5)	**168,137**	**(17,462)**	**150,675**
営業債務	8,034	4,173	4,297	9,396	1,205	27,105	(9,042)	18,063
非流動及び流動契約負債	95	323	7,527	91	9	8,045	(81)	7,964
各種引当金	3,979	921	3,263	488	1,088	9,739	(68)	9,671
その他	3,475	1,802	6,691	7,055	4,434	23,457	(7,903)	15,554
営業負債	**15,583** (6)	**7,219** (7)	**21,778** (8)	**17,030** (9)	**6,736** (10)	**68,346**	**(17,094)**	**51,252**

(1) うち1億8800万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(2) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは21億4,600万ユーロであった。
(3) このうち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは19億9,400万ユーロであった。
(4) そのうち12億4,100万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されている。
(5) そのうち3200万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(6) うち9200万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(7) うち3億800万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(8) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは8億6600万ユーロであった。
(9) うち8億100万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(10) うち1,500万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。

セカンダリー・セグメント(地域別)別財務状況

2023年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	消去 その他の地域	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	34,361	23,527	35,524	22,273	3	12,790	458	-	97	93,509
無形資産	3,122	16,178	11,397	10,771	26	482	118	-	686	31,383
非流動及び流動契約資産	90	80	520	473	2	40	5	-	1	691
営業債権	8,819	4,011	5,302	4,978	29	244	78	(27)	(149)	17,983
その他	4,281	2,375	1,706	1,393	13	271	31	(2)	(243)	8,119
営業資産	**50,673** (1)	**46,171**	**54,449** (2)	**39,888** (3)	**73**	**13,827** (4)	**690** (5)	**(29)**	**392**	**151,685**
営業債務	9,001	2,888	5,011	4,075	30	849	79	(22)	(742)	16,158
非流動及び流動契約負債	4,318	3,537	47	47	-	-	-	-	(33)	7,869
各種引当金	3,078	3,177	2,686	2,529	1	134	21	1	741	9,682
その他	6,913	3,556	6,219	4,205	37	1,932	48	(3)	1,471	18,159
営業負債	**23,310** (6)	**13,158**	**13,963** (7)	**10,856** (8)	**68**	**2,915** (9)	**148** (10)	**(24)**	**1,437**	**51,868**

(1) うち6億3,100万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されている。
(2) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは48億100万ユーロであった。
(3) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは45億4,100万ユーロであった。
(4) うち2億4,200万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(5) うち1800万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(6) うち1億5500万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(7) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは4億8,100万ユーロであった。
(8) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは4億7700万ユーロであった。
(9) そのうち300万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(10) うち100万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。

2022年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア	その他の地域	ラテンアメリカ	欧州	北米	アフリカ、アジア及びオセアニア	消去 その他の地域	その他、消去及び調整	合計
有形固定資産	30,327	23,167	38,220	*21,099*	*2,397*	*13,722*	*1,002*	-	111	91,825
無形資産	3,200	16,173	11,596	*10,534*	*331*	*602*	*129*	-	628	31,597
非流動及び流動契約資産	73	9	576	*493*	*48*	19	*16*	-	6	664
営業債権	7,086	4,369	6,470	*5,037*	*1,127*	*268*	*66*	*(28)*	(189)	17,736
その他	4,947	2,929	2,105	*1,498*	*294*	*250*	*63*	-	(1,128)	8,853
営業資産	**45,633** (1)	**46,647**	**58,967** (2)	***38,661*** (3)	***4,197*** (4)	***14,861***	***1,276*** (5)	***(28)***	**(572)**	**150,675**
営業債務	9,595	3,220	6,652	*4,813*	*483*	*1,261*	*119*	*(24)*	(1,404)	18,063
非流動及び流動契約負債	4,188	3,351	479	*35*	*443*	-	1	-	(54)	7,964
各種引当金	3,008	3,458	2,576	*2,378*	*69*	*97*	*32*	-	629	9,671
その他	4,323	3,144	7,076	*4,480*	*637*	*1,893*	*66*	-	1,011	15,554
営業負債	**21,114** (6)	**13,173**	**16,783** (7)	***11,706*** (8)	***1,632*** (9)	***3,251***	***218*** (10)	**(24)**	**182**	**51,252**

(1) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは2億5300万ユーロであった。
(2) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは49億6,800万ユーロであった。
(3) うち3億700万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(4) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは41億800万ユーロであった。
(5) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは5億5300万ユーロであった。
(6) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは6400万ユーロであった。
(7) うち、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものは17億3,700万ユーロであった。
(8) うち、9900万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。
(9) うち15億8,400万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されている。
(10) うち5400万ユーロは、売却目的又は非継続事業に分類されたユニットに関するものである。

以下の表は、セグメント資産及び負債と連結数値との調整表である。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
資産合計	**195,224**	**219,874**
持分法適用投資	1,650	1,281
非流動デリバティブ資産	2,383	3,970
その他の非流動金融資産	8,750	8,359
「その他の非流動資産」に含まれる非流動税金資産	1,487	1,674
その他の流動金融資産	4,329	13,753
流動デリバティブ資産	6,407	14,830
現金及び現金同等物	6,801	11,041
繰延税金資産(1)	9,218	11,175
税金資産	2,016	2,159
「売却目的保有資産」(1)**に含まれる金融及び税金資産**	498	957
セグメント資産	**151,685**	**150,675**
負債合計	**150,115**	**177,794**
長期借入金	61,085	68,191
非流動デリバティブ負債	3,373	5,895
その他の非流動金融負債	8	-
短期借入金	4,769	18,392
一年以内返済予定の長期借入金	9,086	2,835
その他の流動金融負債	909	853
流動デリバティブ負債	6,461	16,141
繰延税金負債(1)	8,217	9,794
法人所得税に係る負債	1,573	1,623
その他の税金負債	1,034	1,048
売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」(1)**の金融負債及び税金負債**	1,732	1,770
セグメント負債	**51,868**	**51,252**

1) 2022年12月31日時点の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号の修正 の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

連結損益計算書に関する情報

注記11.収益

11.a売上高及びサービス収入 - *92,882百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
売電	52,465	69,340	(16,875)	-24.3%
送電	11,123	11,096	27	0.2%
系統事業者からの手数料	1,142	979	163	16.6%
市場運営機関からの資金移動	1,570	1,667	(97)	-5.8%
ガス販売	7,983	8,970	(987)	-11.0%
ガス配送	68	80	(12)	-15.0%
燃料販売	3,458	5,605	(2,147)	-38.3%
電気・ガスネットワークへの接続料金	877	826	51	6.2%
工事契約	995	1,672	(677)	-40.5%
環境保証販売	283	111	172	-
付加価値サービス販売	1,653	1,384	269	19.4%
その他の販売及びサービス	866	918	(52)	-5.7%
IFRS第15号収益合計	**82,483**	**102,648**	**(20,165)**	**-19.6%**
現物決済契約による商品の販売	8,875	37,247	(28,372)	-76.2%
現物決済の商品販売契約の測定利得／（損失） 期間中休業	1,508	(4,260)	5,768	-
その他の収益	16	18	(2)	-11.1%
販売及びサービスから生じた収益合計	**92,882**	**135,653**	**(42,771)**	**-31.5%**

「電力販売」からの収入は524億6500万ユーロで、前年度に比べ168億7500万ユーロ減少した（24.3%減）。これは主に、イタリア（98億7300万ユーロ）及びスペイン（69億1600万ユーロ）における電力販売価格の下落を背景とした販売量の減少を反映したもので、市場の安定化を反映している。

「機関投資家からの移転」は、主にイタリアでの移転の増加（3億3400万ユーロ）を反映し、前年に比べ1億6300万ユーロ増加したが、これは主に、設備市場の報酬及び環境・エネルギー安全保障省（MASE）が求めたガス代替燃料を動力とするプラントからの火力発電を最大化する計画に関連するものであり、Enel Produzione SpAのプラントも含まれる。この項目は、アルゼンチン（1億3,900万ユーロ）とペルー（2,800万ユーロ）の移籍金の減少によって相殺された。

2023年第3四半期の「ガス販売」による収入は79億8300万ユーロ（2022年同期は 89億7000万ユーロ）で、9億8700万ユーロ減少した。この減少は主にスペインにおける価格及び顧客数の減少（11億100万ユーロ）に起因するもので、市場価格へのオファー調整（契約条件のインデックス化や再編など）により相殺され、イタリアにおける売上増（2億7200万ユーロ）により一部相殺された。

「燃料の販売」からの収入は、トレーディング事業におけるガス販売価格の下落により21億4,700万ユーロ減少した。これはスペインでの売上増により一部相殺された。

「工事契約」の収益は9億9,500万ユーロとなり、6億7,700万ユーロの減少となった。これは、ブラジルのコンセッションベースで運営される配電網の開発工事の減少、及び主に2022年12月のセルグ・ディストリビューションSA - セルグD（エネル・ゴイアス）の売却に伴うグループ連結範囲の変更に起因する。

「環境証明書の販売」からの収入は172**百万ユーロ増の**283**百万ユーロとなった。この増加は主に、エンデサ・ジェネラシオンによる**CO_2**排出枠の販売増**（166**百万ユーロ**）に起因する。**

「付加価値サービスの販売」は1,653**百万ユーロとなり、**269**百万ユーロの増収となった。これは主に、イタリアのエネル**Xの**e-Home**及び***Vivi Meglio***部門におけるエネルギー効率製品の販売及びエネルギー効率製品のメンテナンス、コンサルティング、修理、設置に関連するサービスの増収（**123**百万ユーロ）、及び北米（**55**百万ユーロ）及びコロンビア（**21**百万ユーロ）における付加価値サービスの販売による増収に起因する。**

IFRS**第9号（**28,372**百万ユーロ）の適用範囲内で損益を通じて公正価値で測定される「物的決済を伴う契約に基づく商品の販売」からの収益の減少は、主にガスの販売に関するもので、価格及び取扱量の減少を反映している。**

次の表は、IFRS第9号の適用範囲内で純損益を通じて公正価値で測定される現物決済を伴う商品の売買契約向け契約に係る純損益は以下の表のとおりである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
現物決済のエネルギー商品契約（IFRS第9号の適用範囲内）に係る公正価値評価収益／（損失）				
販売契約				
売電	1,550	5,436	(3,886)	-71.5%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	281	(795)	1,076	-
電力合計	**1,831**	**4,641**	**(2,810)**	**-60.5%**
ガス販売	7,271	30,924	(23,653)	-76.5%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	1,114	(3,600)	4,714	-
ガス合計	**8,385**	**27,324**	**(18,939)**	**-69.3%**
排出枠販売	4	875	(871)	-99.5%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	109	131	(22)	-16.8%
排出枠合計	**113**	**1,006**	**(893)**	**-88.8%**
原産地保証販売	50	12	38	-
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	4	4	-	-
原産地保証合計	**54**	**16**	**38**	**-**
収益合計	**10,383**	**32,987**	**(22,604)**	**-68.5%**
購入契約				
電力購入	2,884	6,161	(3,277)	-53.2%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	570	(200)	770	-
電力合計	**3,454**	**5,961**	**(2,507)**	**-42.1%**
ガス購入	8,063	33,092	(25,029)	-75.6%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	1,370	(1,940)	3,310	-
ガス合計	**9,433**	**31,152**	**(21,719)**	**-69.7%**
排出枠購入	624	843	(219)	-26.0%
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	(31)	132	(163)	-
排出枠合計	**593**	**975**	**(382)**	**-39.2%**
原産地保証購入	101	25	76	-
終了した契約に係る公正価値利得／（損失）	32	3	29	-
原産地保証合計	**133**	**28**	**105**	**-**
費用合計	**13,613**	**38,116**	**(24,503)**	**-64.3%**
当該期間に締結された物理的決済を伴うエネルギー商品の契約（IFRS第9号の適用範囲内）に係る純収益/（費用）	**(3,230)**	**(5,129)**	**1,899**	**37.0%**

現物決済を伴うエネルギー商品の未決済契約の測定から生じる利得／(損失)(IFRS第9号の適用範囲内)				
販売契約				
電力	226	(134)	360	-
ガス	136	4,841	(4,705)	-97.2%
排出枠	23	490	(467)	-95.3%
原産地保証	4	(15)	19	-
合計	**389**	**5,182**	**(4,793)**	**-92.5%**
購入契約				
電力	254	(124)	378	-
ガス	586	3,879	(3,293)	-84.9%
排出枠	19	627	(608)	-97.0%
原産地保証	67	(72)	139	-
合計	**926**	**4,310**	**(3,384)**	**-78.5%**
現物決済を伴うエネルギー商品の未決済契約の測定から生じる利得／(損失)(IFRS第9号の適用範囲内)	**(537)**	**872**	**(1,409)**	**-**
現物決済を伴う契約の純収益／(費用) 合計 (IFRS第9号の適用範囲内)	**(3,767)**	**(4,257)**	**490**	**11.5%**

顧客との契約からの収益 (IFRS 15号) は、次の表に示すように、「時点」と「期間」の収益に分類される。

百万ユーロ	2023年度									
	イタリア		イベリア		その他の地域		その他、消去及び調整		合計	
	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点
IFRS第15号収益合計	36,982	1,169	23,063	1,973	17,887	1,342	13	54	77,945	4,538

	2022年度									
	イタリア		イベリア		その他の地域		その他、消去及び調整		合計	
	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点	期間	時点
IFRS第15号収益合計	47,650	2,068	30,984	1,425	19,061	1,307	10	143	97,705	4,943

以下の表は、販売及びサービスによる収益の所在地別内訳である。

百万ユーロ	2023年度	2022年度
イタリア	39,724	57,859
欧州		
イベリア	21,799	30,535
フランス	1,919	3,086
スイス	1,936	6,791
ドイツ	1,028	1,676
オーストリア	75	189
スロベニア	10	146
ルーマニア	4	3
ギリシャ	6	15
ベルギー	13	834
チェコ共和国	180	321
ハンガリー	13	7
オランダ	145	38
イギリス	4,523	11,841
その他の欧州諸国	2,299	1,551
アメリカ		
アメリカ合衆国	864	779
カナダ	62	53

メキシコ	315	313
ブラジル	7,621	9,064
チリ	4,369	4,434
ペルー	1,565	1,449
コロンビア	3,248	2,725
アルゼンチン	613	966
パナマ	200	177
コスタリカ	17	17
グアテマラ	81	83
その他		
アフリカ	96	132
アジア	119	521
オセアニア	38	48
合計	**92,882**	**135,653**

履行義務

以下の表は、顧客との契約から生じる当グループの履行義務に関する情報であり、主要な収益の流れのみを参照し、行われた具体的な判断の概要と関連する収益認識方針を示している。
顧客との契約による収益に関する見積りの使用については、注記2.1「見積りの使用及び経営判断」を参照のこと。

生成／サービスの分類	*履行義務の性質と充足時期*	*会計方針*
当グループにより生成された電力の販売	電力販売に関する顧客との契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは各契約に適用される事実と状況を慎重に分析している。 電力取引所における電気の販売については、事実と状況（商品の本質的特性、契約条件、インフラやその他の供給メカニズムに関する情報を含む）は、一般的に、履行義務は、顧客が商品の受渡しと同時に商品の便益を受け取り消費するサービスであることを示している。このようにして、当グループは、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同一である一連の別個の財／サービス（すなわち、各商品単位）の一部として、一定期間にわたって充足される履行義務を識別する。	当グループは、電力取引所における電力販売からの収益を認識するためにアウトプット法を適用しており、経時的に認識されるその金額は、その時点で完了した履行が顧客にとっての価値に直接対応する場合、すなわち市場で定められた価格（変動対価を含まない）で請求する権利を有する金額で収益を認識するようにしている。

系統接続サービス	電力／ガス配給ネットワークに接続するために顧客から受け取るネットワーク接続料は、接続取り決めのすべての条件を考慮するため、特定のグループ評価を必要とする。 この評価は、例えば、商品を受け取るためにインフラへの継続的なアクセスを得る権利や、接続料が契約開始時又は契約開始直後に支払われる「返金不可の前払金」である場合、履行義務を生じさせる重要な権利など、契約に他の明確な財又はサービスが含まれているかどうかを判断することを意図している。 特に、当グループが事業を行う一部の国で、受領した対価の性格が、顧客にとってその支払が重要な権利をもたらす「返金不能の前払報酬」であると判定した。この重要な権利が認識されるべき期間が当初の契約期間を超えるかどうかを決定するために、当グループは、契約に適用され、当事者に影響を及ぼす適用可能な現地の法律及び規制の枠組みを考慮する。このような場合において、当初の顧客から将来の顧客への重要な権利及び義務の暗黙の譲渡がある場合には、当グループは、当初の顧客及び将来の顧客が追加的な接続料を支払うことなく継続的なアクセスから利益を得ることができる期間を委譲条件とみなし、当初の顧客との関係を超えた期間にわたって接続料を認識する。その結果、手数料は、その支払によって当グループが将来の顧客に対してより低廉な料金で利用できるようにする義務が生じる期間（すなわち、顧客が更新時に「前払手数料」を支払うことなく継続的なアクセス・サービスの恩恵を受けると予想される期間）にわたって認識される。	電力及びガス配送ネットワークへの接続において金銭及び現物報酬から生じた収益は、契約に含まれる履行義務の充足に基づいて認識される。個別の商品又はサービスを特定するには、接続協定の条件を慎重に分析する必要があり、接続協定は、現地の状況、規制及び法律に基づいて国ごとに異なる可能性がある。この評価を確定するために、当グループは、財／サービス自体の特性(すなわち、財又はサービスが別個のものであることが可能であること)だけでなく、交渉による交換の一部として顧客が妥当な期待を抱いている暗黙の約束、すなわち、顧客が受け取ることを期待し、代金を支払った財／サービス(すなわち、財又はサービスを顧客に移転するという約束は、契約における他の約束とは別個に識別可能である)を考慮する。 さらに、当グループは、電力／ガスネットワーク接続サービスやその他の関連業務に関する契約の一部において、現地の法的・規制的枠組みに応じて代理人として活動している。この場合、当グループは権利を得ると見込んでいる報酬又は手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。

最終消費者への電力／ガスの販売／輸送	エンドユーザーとの間で締結された電力･ガス供給契約には、単一の履行義務（財の販売と輸送）が含まれる。なぜなら、当グループは、この契約は別個の財／サービスを提供するものではなく、財の引渡地点で商品が引き渡された時点で財が引き渡された時点で、財に対する支配権が顧客に移転することにより約束が満たされると判断しているからである。このような契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは、各契約及び商品に適用される事実と状況を慎重に分析する。 しかし、当グループは、エンドユーザーへの電気／ガスの供給契約のような反復的なサービス契約において規定される履行義務は、実質的に同一であり、顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財／サービス（すなわち、商品の各単位）の一部として、（顧客が商品の給付を受け、同時に消費するため）通常、時間の経過とともに充足されると考えている。	当グループは、エンドユーザーに対する電気／ガスの販売及び輸送からの収益を認識するためにアウトプット法を適用している。この方法は、顧客に対する請求権を有する金額で収益を認識するものであり、その金額が、たとえ請求書がまだ発行されていないとしても、今日までに完了した履行、すなわち期間中に提供された数量の顧客にとっての価値に直接対応する場合、この収益は見積もり及び定期的な検針を用いて決定される。該当する場合、当該収益は、該当する期間中に法令又はエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）及び類似の外国当局により規定された料金及び関連規制に基づく。
工事契約	工事契約には通常、長期間にわたって履行される履行義務が含まれる。当該契約においては、当グループは通常、特定の契約の分析により、特定の契約分析において、報告日において履行された当グループの履行義務をよりよく表す代替的な方法の使用が示唆される場合を除き、進捗の測定にインプット法を用いることが適切であるとみなす。	一定期間内に履行される履行義務を含む工事契約については、当該履行義務の完全な履行に向けた進捗状況を測定することにより一定期間の収益を認識する。原価法は、一般的に、報告日における当グループの履行義務を表示する最良の方法であると考えられている。 工事契約に基づく顧客からの未収金は契約資産として表示され、建設契約に基づく顧客への未払金は契約負債として表示される。

サービス委譲契約(IFRIC解釈指針第12号の適用範囲内)	当グループは、委譲権保持者として、公共サービスの提供に利用される社会基盤の建設／改修、及び／又は委譲期間に当該社会基盤自体の運営及び維持におけるサービスを提供している。 社会基盤の建設及び改良に関連する履行義務は「建設契約」の項を参照のこと。 運営サービスから生じた収益に関しては、「当グループによる発電電力の販売」及び「最終消費者への電力／ガスの販売／輸送」を参照のこと。	当グループが建設／改良サービスを提供する場合、サービス委譲契約の特性に応じて、無形資産及び／又は金融資産を認識する。 両構成要素に関連する受取金額又は未収金額は、顧客との契約による収益として当初認識される。収益認識の詳細は「工事契約」を参照のこと。 さらに、ブラジルで配送事業におけるサービス委譲契約に関する金融資産の公正価値での再測定から生じた純損益に計上された項目についても、関連する委譲契約に沿ったビジネスモデルを適切に反映するために、収益に分類している。 管理及び保守事業から生じた収益は、市場又は最終消費者に係る電力販売から生じた収益として認識される(「当グループが生産した電気の販売」及び「電気･ガスの最終消費者への販売･輸送」の項をそれぞれ参照のこと)。

11.b その他の収益-*2,683百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
環境認証交付金(1)	346	220	126	57.3%
その他の運営交付金	9	28	(19)	-67.9%
資本助成金（電力及びガス事業）	28	28	-	-
雑費償還額	314	314	-	-
子会社、関連会社、合弁事業、共同事業、及び売却目的で保有する非流動資産の処分益	584	1,876	(1,292)	-68.9%
有形固定資産及び無形資産の処分益	44	64	(20)	-31.3%
サービス継続ボーナス	13	31	(18)	-58.1%
その他の収益	1,345	2,303	(958)	-41.6%
合計	**2,683**	**4,864**	**(2,181)**	**-44.8%**

(1) 「環境証明書交付金」については、注記58「環境プログラム」を参照のこと。

2023年の事業体売却益は584百万ユーロに達したが、これは主に、エネル・シエン(ブラジル) が他の事業体による営業権の取得に対して受け取った委譲権終了時の補償金9900万ユーロを認識したこと、オーストラリアで保有する資産の一部売却 (支配権の喪失を伴う) による収益130百万ユーロ、アルカディア・ジェネラシオン・ソーラーの売却益 (195百万ユーロ)、エネル・グリーン・パワー・ヘラスの残余持分の公正価値での再測定（160百万ユーロ）を反映している。
2022年には、主に、エネルXインターナショナルによるユフィネットへの投資の1.1% (220百万ユーロ)、エネルX Srlによる金融会社のムーニーへの売却 (6700万ユーロ)、エネル・グリッズが保有するグリッドスペルティーゼへの投資の50% (520百万ユーロ)、エネル・チリによるエネル・トランスミッション・チリの持分の売却による売却益の計上によるものである。

「その他の収入」は958百万ユーロ減少したが、これは主としてエネル・ジェネラシオン・チリの収入 (456百万ユーロ) の減少によるものであり、これは主にシェルとの契約が2022年に増加したことによるものであるが、これは、2022年にEdesurと地方自治体との間で締結された契約に基づきアルゼンチンで認識された電力事業に関連する収入の減少 (219百万ユーロ)、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカのタックス・パートナーシップからの収入の減少 (127百万ユーロ) によるものであった。

以下の表は、経営陣が比較対象2年間の当グループの業績をモニタリングするために使用したアプローチに基づく、事業部門別の総収益の内訳を示す。

百万ユーロ	2023年度							
	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場	保有及びサービス	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
IFRS第15号収益合計	**26,354**	**9,982**	**19,719**	**51,630**	**2,004**	**109,689**	**(27,206)**	**82,483**
現物決済契約による商品の販売	12,374	-	-	6	-	12,380	(3,505)	8,875
期間中に締結現物決済を伴う商品売却契約の測定に係る利得／(損失)	1,504	-	-	4	-	1,508	-	1,508
その他の収益	6	3	18	1	16	44	(28)	16
販売及びサービスから生じた収益合計	**40,238**	**9,985**	**19,737**	**51,641**	**2,020**	**123,621**	**(30,739)**	**92,882**
その他の収益	**(48)**	**1,635**	**522**	**478**	**25**	**2,612**	**71**	**2,683**
収益合計	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**

百万ユーロ	2022年度							
	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場(1)	保有＆サービス(1)	報告セグメント合計	消去及び調整	合計
IFRS第15号収益合計	**37,154**	**7,863**	**20,854**	**63,476**	**1,993**	**131,340**	**(28,692)**	**102,648**
現物決済契約による商品の販売	42,667	-	-	26	-	42,693	(5,446)	37,247
商品販売の測定に係る収益／(損失) 期間中に決済された現物決済契約	(4,240)	-	-	(20)	-	(4,260)	-	(4,260)
その他の収益	-	6	13	1	22	42	(24)	18
販売及びサービスから生じた収益合計	**75,581**	**7,869**	**20,867**	**63,483**	**2,015**	**169,815**	**(34,162)**	**135,653**
その他の収益	**754**	**1,298**	**2,165**	**867**	**35**	**5,119**	**(255)**	**4,864**
収益合計	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**64,350**	**2,050**	**174,934**	**(34,417)**	**140,517**

(1) 最終消費者市場ビジネスラインの2022年の数値は、エネルX及びエネルXウェイの数値を考慮して調整されている。後者は従来、保有、サービス及びその他に計上されていた。

前へ　次へ

注記12.営業費用

12.a 電気、ガス及び燃料-*46,270百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
電力	24,098	47,155	(23,057)	-48.9%
- うち現物決済を伴う契約下での購入 (IFRS第9号)	*2,884*	*6,161*	*(3,277)*	*-53.2%*
ガス	16,583	47,930	(31,347)	-65.4%
- うち現物決済を伴う契約下での購入 (IFRS第9号)	*8,063*	*33,092*	*(25,029)*	*-75.6%*
期中に決済された現物決済を伴う電力及びガスの購入契約に係る公正価値収益／(損失)	1,940	(2,140)	4,080	-
核燃料	99	111	(12)	-10.8%
その他の燃料	3,550	3,840	(290)	-7.6%
合計	**46,270**	**96,896**	**(50,626)**	-52.2%

「電力」購入は、主にイタリア(17,942百万ユーロ)及びスペイン(4,833百万ユーロ)に起因する購入量の減少及び平均価格の前年度比低下により減少した。

「ガス」の購入費用の減少は主に、ガス購入の平均価格の下落を反映しており、これは物的決済を伴う契約の測定にも大きな影響を与えた。
この項目には、スペインにおけるカタールのガス供給業者との仲裁紛争の解決に関連して認識された515百万ユーロの費用も含まれている。

物理的決済が終了した契約に基づくガス購入の公正価値測定の結果は、前年と比較して4,080百万ユーロ増加し、うち3,311百万ユーロがガスに、769百万ユーロが電力に帰属した。

「その他の燃料」の減少は主に購入量の減少に起因する。

12.b サービス及びその他素材- *18,304 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
託送	7,781	8,247	(466)	-5.7%
保全及び修繕	1,134	1,067	67	6.3%
電信及び郵便費用	168	181	(13)	-7.2%
通信サービス	120	117	3	2.6%
ITサービス	840	872	(32)	-3.7%
リース及び賃借	534	503	31	6.2%
その他サービス	4,980	5,707	(727)	-12.7%
コンプライアンスに使用されない環境証明書	1,002	963	39	4.0%
- うち現物決済を伴う契約下での購入 (IFRS第9号)	*725*	*868*	*(143)*	*-16.5%*
期中に決済が終了した現物決済を伴う環境証書の購入契約の公正価値利得／(損失)	1	135	(134)	-99.3%
環境証書の在庫における変動	(593)	(97)	(496)	-
その他の原材料	2,337	2,533	(196)	-7.7%
合計	**18,304**	**20,228**	**(1,924)**	**-9.5%**

サービス及びその他原材料の費用は、2023年度には18,304百万ユーロとなり、2022年度と比べ1,924百万ユーロ減少した。変動は主に以下のとおりである。

- 主にイタリアでの数量減とスペインでの価格下落による「ホイーリング」費用の466百万ユーロの減少。
- 電力・ガス事業(371百万ユーロ)及びブラジルのコンセッション(353百万ユーロ)に関連するサービス費用の減少を反映し、「その他サービス」が727百万ユーロ減少した。
- 在庫の変動を含む環境認証費用の減少は、基本的にCO_2排出権購入の減少に関連するものである。
- 主に連結範囲の変更による調達費用に起因する。

12.c 人件費- *5,030 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
賃金及び給与	3,498	3,442	56	1.6%
社会保障料	903	924	(21)	-2.3%
イタリアにおける退職後給付	114	107	7	6.5%
退職後給付及びその他の長期給付	67	73	(6)	-8.2%
早期退職奨励金	42	(20)	62	-
リストラ契約に伴う早期退職優遇措置	214	(151)	365	-
その他の費用	192	195	(3)	-1.5%
合計	**5,030**	**4,570**	**460**	**10.1%**

2023年の人件費は5,030百万ユーロとなり、460百万ユーロの増加となった。
当グループの従業員数は4,069人減少したが、これは主に新規採用と解雇のマイナスバランス（201人）に加え、連結範囲のマイナス変更（-3,868人）によるものである。

＞ アルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラSAの売却。
＞ アルゼンチンのCentral Dock Sud SAの売却。
＞ コロンビアのUsme ZE SASとFontibón ZE SASの売却。
＞ インドのAvikiran Solar India Private Limitedの売却。
＞ オーストラリアのエネル・グリーン・パワー・オーストラリアの売却。
＞ ルーマニアの全企業の売却。
＞ エネル・グリーン・パワー・ヘラスとギリシャの全会社の売却。

「賃金及び給与」の増加は、イタリア、スペイン、チリ及びコロンビアの企業における新規雇用の結果として生じたコストを実質的に反映している。
「退職後給付及びその他の長期給付」の減少600万ユーロは主としてラテンアメリカ及びスペインに起因する。
「早期退職優遇措置」及び「事業再編契約に関連する早期退職優遇措置」の増加は、主としてスペインでAcuerdo Voluntario de Salida (AVS) プランに対する引当金が177百万ユーロ調整されたことに伴う費用の増加、またイタリアでは2021年に締結された法律92/2012第4条1項から7項を適用することに関する枠組合意に関連した事業再編及びデジタル化に関する引当金の増加に起因するが、これは、期間の推移及び保険数理上の仮定の基礎となる変化に応じて、2022年にマイナスの調整、2023年にプラスの調整を必要としたためである。

以下の表は、カテゴリー別の平均従業員数、前年度との比較、及び2023年12月31日現在の従業員数を示している 。

員数	平均員数(1)		期末員数(1)
	2023年度	2022年度	2023年12月31日現在
シニア・マネージャー	1,374	1,389	1,310
ミドル・マネージャー	12,589	12,528	12,389
オフィススタッフ	33,906	35,676	31,308
ブルーカラー	16,527	16,883	16,048
合計	**64,396**	**66,476**	**61,055**

(1) 比例的に連結されている会社においては、期末員数はエネルの持分比率にあわせている。

12.d 営業債権及びその他の債権の正味減損/(戻し入れ)- *1,334 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
営業債権に係る減損損失	1,384	1,375	9	0.7%
その他の金融資産に係る減損損失	162	169	(7)	-4.1%
営業債権及びその他の金融資産の減損損失合計	**1,546**	**1,544**	**2**	**0.1%**
営業債権に係る減損利得	(210)	(265)	55	20.8%
その他の金融資産に係る減損利得	(2)	(1)	(1)	-
営業債権及びその他の金融資産の減損利益合計	**(212)**	**(266)**	**54**	**20.3%**
営業債権及びその他の金融資産の減損／(戻し)純額	**1,334**	**1,278**	**56**	**4.4%**

この項目は1,334百万ユーロに相当し、営業債権及びその他金融資産の減損損失及び戻入益を含む。営業債権の正味減損損失はほぼ前年度並みである。

12.e 減価償却費及びその他の減損損失- *8,089 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
有形固定資産	4,674	4,472	202	4.5%
投資不動産	2	2	-	-
無形資産	1,677	1,612	65	4.0%
その他の減損損失	1,792	1,414	378	26.7%
その他の減損損失の戻入	(56)	(53)	(3)	-5.7%
合計	**8,089**	**7,447**	**642**	**8.6%**

「減価償却費及びその他の減損損失」の変化は、本質的に以下を反映している。

- 主に再生可能エネルギー及び配電部門における新規設備投資による減価償却費の増加。
- 北米の再生可能エネルギー発電事業会社の減損損失(1,268百万ユーロ)は、主に特定市場の見通しの悪化に起因するもので、マクロ経済状況の全般的な悪化に加え、同地域における戦略及び再編計画の再定義を伴い、2023年中に連結された。
- 北米のエネルX及びエネルXウェイの資産(総額126百万ユーロ)に関して2023年に認識された減損損失。
- コロンビアのウィンドペシ風力発電プロジェクトが売却目的保有に分類されたことによる171百万ユーロの減損損失。
- ブラジルのCelgDistribuiçãoSA-Celg-D (EnelGoiás) (827百万ユーロ) とCGT Fortaleza (73百万ユーロ)、アルゼンチンのEnelGeneraciónCostanera SA (174百万ユーロ) とCentral Dock Sud SA (116百万ユーロ) の純資産の2022年の価値調整。

12.fその他の営業費用- *6,125百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
システム利用料 - 環境証明書(1)	2,603	2,510	93	3.7%
電気・ガスシステムに関連するその他の費用	568	172	396	-
税金及び関税	1,529	1,107	422	38.1%
持分投資の処分によるキャピタル・ロス及びその他の費用	404	363	41	11.3%
特別連帯賦課金	208	-	208	-
その他	813	533	280	52.5%
合計	**6,125**	**4,685**	**1,440**	**30.7%**

(1) 「システム利用料-環境認証」については、注記58「環境プログラム」を参照のこと。

その他の営業費用は、以下の要因により前年比1,440百万ユーロ増加した。

「電気・ガスシステムに関連するその他の費用」は、主に以下の理由により396百万ユーロ増加した。

＞ スペインにおけるボノ・ソサエティ (246百万ユーロ) の影響が拡大したが、これは主に、最高裁判決第202/2022号に従って2022年に152百万ユーロの賠償金が認められたことによる。

＞ エネルギー・ネットワーク・環境規制庁 (ARERA) の決議第566/2019/R/eel号に基づき、イタリアのサービス品質に関する補償金及び違約金が販売会社に請求された (118百万ユーロ) 。

「その他の税金及び関税」は422百万ユーロ増加したが、これは主に2022年3月28日付政令第25号により導入されたイタリア (357百万ユーロ) 及びスペイン (118百万ユーロ) の勅令17/2021号によるクローバックメカニズムによるものである。この変動は、スペインにおける公有地使用料の減額 (7,600万ユーロ) によって一部相殺された。

2023年度の「株式投資の処分に関するキャピタル・ロス及びその他の費用」には、主にアルゼンチンのエネル・ジェネラシオン・コスタネラ (132百万ユーロ) 及びセントラル・ドック・スッド (194百万ユーロ) の処分に関するキャピタル・ロス、及びセルグ・ディストリビューションSA-セルグD (エネル・ゴイアス) の処分に関する価格調整 (2,300万ユーロ) が含まれる。2022年には、主にブラジルのエネル・ゴイアス (208百万ユーロ) 及びCGTフォルタレザ (1350百万ユーロ) の処分のために認識されたキャピタル・ロスを指す。

「臨時連帯賦課金」は、2022年12月27日の法律第38号の承認に伴い、2023年にスペインで認められる臨時連帯賦課金 (208万百ユーロ) を指す。

「その他」の営業費用の増加は主に、悪天候に関連したクレームに対応してエネル・インシュアランスが計上したリスク引当金及び費用引当金の増加によるものである。

12.g 資産化費用- *(3,385) 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
人件費	(1,120)	(1,184)	64	5.4%
原材料	(1,338)	(1,258)	(80)	-6.4%
その他	(927)	(973)	46	4.7%
合計	**(3,385)**	**(3,415)**	**30**	**0.9%**

資産計上された費用は前年度並みである。

注記13. 商品契約からの純利益- *(2,966) 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
商品デリバティブ				
デリバティブ決済から生じた収益	7,315	23,124	(15,809)	-68.4%
デリバティブ決済から生じた費用	9,865	18,929	(9,064)	-47.9%
決済済み商品デリバティブからの純利益／(費用)	**(2,550)**	**4,195**	**(6,745)**	**-**
デリバティブ残高から生じた収益	(3,283)	(2,479)	(804)	-32.4%
デリバティブ残高から生じた費用	(3,404)	223	(3,627)	-
商品デリバティブ残高から生じた純利益／(費用)	**121**	**(2,702)**	**2,823**	**-**
エネルギー商品の現物決済契約残高				
- 現物決済を伴うエネルギー商品販売契約残高の結果	389	5,182	(4,793)	-92.5%
- 現物決済によるエネルギー商品購入契約残高の結果	(926)	(4,310)	3,384	78.5%
現物決済を伴うエネルギー商品契約残高からの純利益	**(537)**	**872**	**(1,409)**	**-**
商品契約から生じた純損益	**(2,966)**	**2,365**	**(5,331)**	**-**

商品契約の純結果は、2023年に2,966百万ユーロの純費用 (2022年には2,365百万ユーロの純利益) を示し、その内訳は次のとおりである。

- キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブ及び損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブを含む、合計2,429百万ユーロのコモディティ・デリバティブの純費用公正価値 (2022年の純利益は1,493百万ユーロ) 。具体的には、当期に決済されたデリバティブの純費用は2,550百万ユーロ (2022年の純利益は4,195百万ユーロ)、未決済デリバティブの公正価値測定による純利益は121百万ユーロ (2022年の純費用は2,702百万ユーロ) であった。
- 報告日現在の、現物決済が行われていないエネルギー商品契約の純損益を通じて公正価値を測定するための純費用537百万ユーロ (2022年の純利益872百万ユーロ) 。

デリバティブに係る詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記14. デリバティブによる純金融収益/ (費用) - *(609) 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
収益				
ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた収益	756	1,442	(686)	-47.6%
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	802	1,676	(874)	-52.1%
収益合計	**1,558**	**3,118**	**(1,560)**	**-50.0%**
費用				
- ヘッジ・デリバティブとして指定されるデリバティブから生じた費用	(1,254)	(1,744)	490	28.1%
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	(913)	(1,670)	757	45.3%
費用合計	**(2,167)**	**(3,414)**	**1,247**	**36.5%**
デリバティブからの純金融収益／(費用)	**(609)**	**(296)**	**(313)**	**-**

2023年の金利及び為替レートに基づくデリバティブの純費用は609百万ユーロ (2022年は296百万ユーロの純費用) であり、その内訳は以下のとおり。

- 主としてキャッシュ・フロー・ヘッジに関する498百万ユーロのヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブの純費用 (2022年は302百万ユーロの純費用)。
- 損益を通じて公正価値で評価したデリバティブの純費用111百万ユーロ (2022年の純利益6百万ユーロ) 。

2023年及び2022年に認識されたヘッジ・デリバティブ並びに純損益を通じて公正価値で認識されたデリバティブの純残高は、主に為替リスクのヘッジに関するものである。デリバティブに係る詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記15. その他の金融収入/ (費用) - *(2,766) 百万ユーロ*

その他の金融収益

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
金融資産からの受取利息 (流動及び非流動)				
- 固定金融資産の実効金利による受取利息	289	158	131	82.9%
- 流動金融投資に係る実効利率利息 投資	335	201	134	66.7%
実効利率利息合計	**624**	**359**	**265**	**73.8%**
損益を通じて公正価値で測定する非流動金融資産に係る金融収益	**-**	**-**	**-**	**-**
為替差益	**1,807**	**2,289**	**(482)**	**-21.1%**
持分投資に係る収益	**3**	**1**	**2**	**-**
ハイパーインフレーションから生じた収益	**1,575**	**1,739**	**(164)**	**-9.4%**
その他の収益	**482**	**781**	**(299)**	**-38.3%**
その他の金融収益合計	**4,491**	**5,169**	**(678)**	-13.1%

その他の金融収入は4,491百万ユーロとなり、2022年に比べて678百万ユーロ減少した。この変更は、主に以下の要因によるものである。

- **主に**Enel Finance International (370**百万ユーロ**) **及び**Enel Global Trading (82**百万ユーロ**) **に関連する為替差益** (482**百万ユーロ**) **の減少。**
- **ハイパーインフレーション経済における財務報告に関するIAS第29号の適用の結果、アルゼンチンの企業によって認識されたハイパーインフレーションによる収入の減少** (164**百万ユーロ**)**。詳細については、2023年12月31日現在の連結財務諸表注記5を参照願いたい。**
- **主に公正価値ヘッジ関係のヘッジ負債の価値調整** (159**百万ユーロ**) **及びセルグ・ディストリビューション**SA-**セルグ**D (**エネル・ゴイアス**) **の売却に関連する連結範囲の変更** (45**百万ユーロ**) **に由来するその他収益の減少。**
- **実効金利による受取利息の増加** (265**百万ユーロ**) **。**

その他の金融費用

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
金融債務の支払利息（流動及び非流動）				
銀行借入金に係る利息	987	509	478	93.9%
- 社債に係る利息費用	2,079	1,884	195	10.4%
- その他の借入金の利息費用	451	235	216	91.9%
利息費用合計	**3,517**	**2,628**	**889**	**33.8%**
債務管理取引に係る金融費用	**7**	**-**	**7**	**-**
為替差損	**1,058**	**2,179**	**(1,121)**	**-51.4%**
退職後給付及びその他の従業員給付の調整	**165**	**145**	**20**	**13.8%**
その他の引当金の調整	**255**	**201**	**54**	**26.9%**
持分投資から生じた費用	**-**	**-**	**-**	**-**
ハイパーインフレーションから生じた費用	**1,291**	**1,449**	**(158)**	**-10.9%**
その他の費用	**964**	**727**	**237**	**32.6%**
その他の金融費用合計	**7,257**	**7,329**	**(72)**	**-1.0%**

その他の財務費用は7,257百万ユーロとなり、2022年と比較して全体で72百万ユーロの減少となったが、これは主に次の要因を反映している。

- ハイパーインフレーション経済における財務報告に関するIAS第29号の適用の結果、アルゼンチン企業が認識した158百万ユーロのハイパーインフレーションによる費用の減少、その詳細については、2023年12月31日現在の連結財務諸表注記5をご覧いただきたい。
- 主にエネル・ファイナンス・インターナショナル（733百万ユーロ）及びエネル・グローバル・トレーディング（217百万ユーロ）に関連する為替差損に関する費用の減少1,121百万ユーロ。
- 主に金利の上昇に起因する889百万ユーロの支払利息の増加。
- その他の費用の増加は、主に公正価値ヘッジ対象負債の減損損失（126百万ユーロ）及び債権譲渡に伴う金融費用（102百万ユーロ）によるものである。

注記16.持分法による投資損益のシェア-(41) 百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
関連会社の収益分(1)	68	81	(13)	-16.0%
関連会社の損失分	(109)	(141)	32	22.7%
合計 (1)	**(41)**	**(60)**	**19**	**31.7%**

(1) 2022年の数値は、2023年12月に売却したロシア会社Rusenergosbyt LLCの「持分法による投資損益の持分」を「非継続事業」に分類するために調整されている。

2023年度の持分法による投資損失は4,100万ユーロとなり、2022年度比で1,900万ユーロ増加した。
この変動は、基本的にスロバキア・パワー・ホールディング（6500万ユーロ）及びグリッドスペルティーゼ（900万ユーロ）のグループに係る利益／（損失）持分の増加によるものであり、ムーニー（1800万ユーロ）、パワークロップ（2200万ユーロ）、エネル・グリーン・パワー・オーストラリア（700万ユーロ）及びコンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス（700万ユーロ）の利益／（損失）持分の減少により一部相殺された。

注記17.法人税- 2,778 百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
当期諸税	2,877	3,025	(148)	-4.9%
過年度に関する法人所得税の修正	(75)	(233)	158	67.8%
当期税金合計	**2,802**	**2,792**	**10**	**0.4%**
繰延税金費用(1)	(197)	318	(515)	-
繰延税金収益(1)	173	413	(240)	-58.1%
合計	**2,778**	**3,523**	**(745)**	**-21.1%**

(1) 2022年度の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

2023年度の法人税は2,778百万ユーロとなり、2022年度に比べ745百万ユーロ減少した。
2023年の税率は37%となり、2022年の41%と比較した。
この減少は主に以下の要因を反映している。

- 主にブラジルのCelgDistribuiçãoSA-Celg-D (EnelGoiás) とCGT Fortalezaについて、2022年に税務上損金算入されなかった合併・買収による減損損失の増加の影響。
- 法律51/2022により制定された臨時エネルギー費用税 (約121百万ユーロ) 及び法律197/2022による連帯税 (約599百万ユーロ) に関して2022年にイタリアで認められた高率の税。
- アルゼンチンにおけるハイパーインフレーションの税効果は、主に2023年にハイパーインフレーション調整後の資産価値の増加を税務上認識することに起因する。
- 2023年のエネル・イベリアにおける配当の二重課税を解消するための税額控除の増加。

これらの要因は、以下の要因によって一部相殺された。

- スペインの特別連帯税の非控除。
- 米国、メキシコ、ペルーにおける繰延税金資産のうち回収不能と判断された部分の取崩し。
- Ufinet、グリッドスペルティーゼ、及びエネルXセグメントの金融会社の持分を2022年にムーニーに売却したことによる税効果（190百万ユーロ）。

繰延税金資産及び繰延税金負債の増減の詳細については、注記25を参照願いたい。

以下の表は、理論税率及び実効税率の調整表である。

百万ユーロ

	2023年度		2022年度	
税引前利益[(1)]	**7,416**		**8,677**	
理論上の税額	1,780	24%	2,082	24%
減損調整及びM&A取引に係る税効果のデルタ	195		420	
Ufinet、Gridpertise、Mooney**資産利得の特恵課税処理**	-		(190)	
オーストラリアとギリシャにおける処分の特恵課税処理	(63)		-	
エネルXウェイの分割に伴い認識された繰延税金資産	-		(60)	
イタリアでのPatent Box	-		(65)	
アルゼンチンにおけるハイパーインフレーション会計の諸々の税効果	(58)		30	
スペインにおける控除対象外リスク引当金の税効果	-		30	
エネル・グリーン・パワー・ペルーとエネル・ジェネラシオン・ペルーの合併に伴う繰延税金資産の償却	25		-	
米国及びメキシコの繰延税金資産の償却	155		-	
IRAP	352		260	
特別エネルギー費用税	-		121	
連帯税	-		599	
スペインにおける特別連帯賦課金の損金不算入	52		-	
その他の差異、イタリアの理論税率と異なる税率による影響、及びその他の軽微な項目	340		296	
合計	**2,778**		**3,523**	

(1) 2022**年の数値は、**2023**年**12**月に売却したロシア会社**Rusenergosbyt LLC**の「持分法による投資損益の持分」を「非継続事業」に分類するために調整されている。**

注記18.基本的及び希薄化後1株当たり利益

これらの指標はいずれも、普通株式の期中平均株式数10,166,679,946株に基づいて算出され、平均保有自己株式数で調整されている。

2023年12月31日現在、額面1ユーロの自己株式を9,262,330株（2022年12月31日現在7,153,795株）保有している。

.

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
親会社の所有者に帰属する当期利益 (基本)	**3,438**	**1,682**
うち、		
- 継続事業[1]	*3,813*	*3,573*
- 非継続事業[1]	*(375)*	*(1,891)*
配当に対する優先権の影響（優先株など）	-	-
持分金融商品（ハイブリッド債など）の配当金	(182)	(123)
その他	-	-
親会社の普通株主に帰属する当期利益(基本)	**3,256**	**1,559**
うち、		
- 継続事業[1]	*3,631*	*3,450*
- 非継続事業[1]	*(375)*	*(1,891)*
株式数（単位）		
1月1日現在の発行済普通株式数	10,166,679,946	10,166,679,946
保有自己株式の影響	(7,696,284)	(6,287,027)
行使された新株予約権の影響	422,896	145,119
その他	-	-
基本的1株当たり利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	10,159,406,558	10,160,538,038

親会社の普通株主に帰属する当期利益(基本)	**3,256**	**1,559**
希薄の効果：		
- 転換社債利息	-	-
その他	-	-
親会社の一般株主に帰属する当期利益 (希薄化後)	**3,256**	**1,559**
内訳：		
- 継続事業	3,631	3,450
- 非継続事業	(375)	(1,891)
株式数（単位）		
基本的1株当たり利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	10,159,406,558	10,160,538,038
転換社債の転換による影響	-	-
その他	-	-
希薄化後1株当たり利益の加重平均発行済普通株式数（合計）	**10,159,406,558**	**10,160,538,038**

基本的1株当たり利益		
基本的1株当たり利益	0.32	0.15
基本的1株当たり継続事業利益	0.36	0.34
基本的1株当たり非継続事業利益	(0.04)	(0.19)
希薄化後1株当たり利益		
希薄化後1株当たり利益	0.32	0.15
継続事業からの希薄化後1株当たり利益	0.36	0.34
非継続事業の希薄化後1株当たり利益	(0.04)	(0.19)

(1) 2022年の数値は、2023年12月に売却したロシア会社Rusenergosbyt LLCの「持分法による投資損益の持分」を「非継続事業」に分類するために調整されている。

連結財政状態計算書に関する情報

注記19.有形固定資産- *89,801百万ユーロ*

2023年の有形固定資産の内訳と変動は以下の通りである。

百万ユーロ	土地	建物	設備及び機械	産業及び商業設備	その他の資産	リース資産	借地権改善	資産建設中そして前進	合計
減損損失累計額控除後の取得原価	629	11,606	165,370	572	1,439	4,021	547	13,964	198,148
減価償却累計額	-	5,719	100,685	409	1,147	1,259	408	-	109,627
2022年12月31日現在残高	**629**	**5,887**	**64,685**	**163**	**292**	**2,762**	**139**	**13,964**	**88,521**
資本的支出	4	47	2,182	27	86	1	4	8,213	10,564
使用開始資産	31	1,189	6,085	6	56	4	29	(7,365)	35
為替換算差額	11	(22)	(933)	(1)	(26)	(23)	-	(464)	(1,458)
連結範囲における変動	2	8	33	-	-	(6)	-	3	40
処分	(2)	(2)	(106)	(1)	(31)	(63)	(1)	20	(186)
減価償却費	-	(219)	(3,857)	(23)	(81)	(337)	(34)	-	(4,551)
減損損失	(1)	(230)	(1,149)	-	-	-	-	(186)	(1,566)
減損利益	-	1	30	-	-	-	-	8	39
リース	-	-	-	-	-	684	-	-	684
その他の変動	(1)	(92)	879	(1)	6	3	(1)	460	1,253
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	(43)	(270)	(2,590)	(1)	(5)	(161)	-	(504)	(3,574)
増減合計	**1**	**410**	**574**	**6**	**5**	**102**	**(3)**	**185**	**1,280**
減損損失累計額控除後の取得原価	630	12,084	167,123	592	1,456	4,318	572	14,149	200,924
減価償却累計額	-	5,787	101,864	423	1,159	1,454	436	-	111,123
2023年12月31日現在残高	**630**	**6,297**	**65,259**	**169**	**297**	**2,864**	**136**	**14,149**	**89,801**

設備及び機械は、帳簿価額9,538百万ユーロ（2022年12月31日現在8,409百万ユーロ）の無償譲渡資産が含まれており、主にイベリア及び中南米の発電所に関するものが4,068百万ユーロ（2022年12月31日現在3,456百万ユーロ）、中南米の配電網に関するものが4,470百万ユーロ（2022年12月31日現在4,228百万ユーロ）であった。

「リース資産」の詳細については、後述の注記21を参照のこと。

資本的支出は11,919百万ユーロで、うち「有形固定資産」が10,564百万ユーロ、「無形資産」が1,355百万ユーロであった（詳細は注記23を参照）。2023年度中に行われた資本的支出の種類の資産の項目別要約は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
発電所:				
- 火力	550	659	(109)	-16.5%
- 水力	458	435	23	5.3%
- 地熱力	136	121	15	12.4%
- 原子力	163	134	29	21.6%
- 代替エネルギー源	3,444	5,147	(1,703)	-33.1%
発電所合計	**4,751**	**6,496**	**(1,745)**	**-26.9%**
配電網 (1)	4,485	4,373	112	2.6%
エネルX (e-City, e-Industries, e-Home)	449	373	76	20.4%
エネルXウェイ（e-Mobility）	106	113	(7)	-6.2%
顧客小売	617	721	(104)	-14.4%
その他	1,511	1,097	414	37.7%
合計	**11,919**	**13,173**	**(1,254)**	**-9.5%**

(1) 2023年度の数字には、IFRIC第12号の適用範囲内のインフラ投資に関する795百万ユーロ（2022年度は1,174百万ユーロ）は含まれていない。

当グループは、CO_2排出削減に関するパリ協定に沿って、エネルギー効率及びエネルギー転換目標を指針として、とりわけ代替エネルギー源を利用する発電所に投資してきた。火力発電所の設備投資は主に中南米とイタリアで減少した。
配電網に対する設備投資は多額であった。特にイタリアでは、主に是正メンテナンスと送電網の信頼性を確保するための投資が増加したが、ブラジル、ルーマニア、ペルー、アルゼンチン、チリでの投資の減少で一部相殺された。
イタリア、スペイン、ルーマニアのリテール事業における設備投資の減少は、基本的に、顧客管理における業務プロセスのデジタル化活動の減少に起因する。
エネル X の資本支出の増加は、主にイタリアの e-City 事業と分散型エネルギー事業、及びブラジルの e-City 事業に関するものである。

2023年度の減損損失は1,566百万ユーロで、このうち1,234百万ユーロは、米国における太陽光発電所及び風力発電所の価値調整に起因するものである。この発電所は、マクロ経済情勢が徐々に悪化しており、また、配電に不利な条件が持続していることを特徴とする地域市場において操業しており、さらに、同国における特定のリストラ計画の経営陣による開始及び実施により、これらの資産の回収可能価値に大きな影響を及ぼしている。上記の状況は、IAS第36号の減損テストに従い、帳簿価額を完全に回収できないことを示す低マージンの証拠である。
2023年の減損損失には、当グループが推進する脱炭素化プロセスに沿ったスペインの非半島地域の火力発電資産の価値調整（9100万ユーロ）、売却目的資産への分類を促した関連資産の処分プログラム実施の結果としてのコロンビアのWindpeshi風力発電プロジェクトの価値調整（171百万ユーロ）も含まれる。

39百万ユーロの減損利益は、主にSociedad Portuaria Central Cartagena SAのコロンビアの発電資産に関するもので、2022年に実現可能価額を反映させるために評価損を計上していた。

「売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類」は、主にペルーのエネル・ディストリビューシオン・ペルーSAAが保有する配電・供給資産、エネル・ジェネラシオン・ペルー、コンパニア・エネルジェネティカ・ベラクルス、エネル・ジェネラシオン・ピウラが保有する発電資産、2024年1月に売却が最終決定した北米の地熱・太陽光発電所約150MWからなる自然エネルギー資産ポートフォリオ、2023年中に売却されたチリのアルカディア・ジェネラシオン・ソーラーSAの太陽光発電所、開発中のウィンドペシ風力発電施設を指す。

「その他の変動」には、主にスペインで3,800万ユーロ減少した工場の廃止費用及び用地復旧費用の調整、684百万ユーロの新規リース、ハイパーインフレ経済下で操業するアルゼンチン企業の有形固定資産の減損損失872百万ユーロ、及び有形固定資産の資本支出に特化した貸出金利息330百万ユーロ（2022年には251百万ユーロ）の資産計上の影響が含まれ、内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年度	%率	2022年度	%率	増減	
EGPノース・アメリカ	70	0.2%	83	0.5%	(13)	-15.7%
EGPメヒコ	16	9.8%	14	7.0%	2	14.3%
EGPサウスアフリカ	-	-	-	6.3%	-	-
Enel Américas Group	55	6.4%	41	3.2%	14	34.1%
Enel Chile Group	90	6.0%	91	6.1%	(1)	-1.1%
Endesa Group	12	3.2%	5	1.4%	7	-
エネル・イタリア・グループ	58	2.1%	8	3.2%	50	-
ヌオーヴェ・エネルギー	2	3.3%	2	1.6%	-	-
合計	**303**		**251**		**52**	**20.7%**

2023年12月31日現在、有形固定資産の購入契約約定額は4,690百万ユーロであった。

注記20.IFRIC第12号「サービス・コンセッションの取決め」の範囲内のインフラストラクチャー

IFRIC第12号に従って認識されるサービス委譲契約は、ブラジル及びコスタリカにおける配電及びブラジルにおける公共照明の委譲にサービスを提供する特定のインフラに関するものである。
以下の表は、これらの譲歩の主な内容をまとめたものである。

百万ユーロ

	付与権者	事業	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2023年12月31日時点で無形契約資産に計上されている金額	2023年12月31日に金融契約資産として認識された金額	2023年12月31日に金融資産として認識された金額	2023年12月31日時点の無形資産計上額
エネル・ディストリビューション・リオデジャネイロ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1996〜2026	3年	あり	134	-	1,353	439
エネル・ディストリビューション・セアラー	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998〜2028	5年	あり	134	-	1,138	466
エネル・グリーン・パワー・ムーラン	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016〜2046	23年	なし	-	-	6	-
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016〜2046	23年	なし	-	-	27	-
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランデ	ブラジル政府	発電	ブラジル	2017〜2047	24年	なし	-	-	291	-
エネル・ディストリビューション・サンパウロ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998〜2028	5年	あり	157	-	1,549	722
ルス・デ・アングラ・エナジー	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2021〜2036	13年	はい(1)	-	3	-	-
ルスデジャボアタンエネルギー	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023〜2045	21年	はい(1)	-	5	-	-
ルス・デ・カルアル・エネルギア	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023〜2043	19年	はい(1)	-	4	-	-
ルス・デ・カタグアス	ブラジル政府	公共照明	ブラジル	2023〜2048	24年	はい(1)	-	1	-	-
PHチュカス	コスタリカ電力公社	水力発電所	コスタリカ	2012〜2031	8年	なし	-	-	40	38
合計							**425**	**13**	**4,404**	**1,665**

(1) 最長35年まで。

金融資産に分類される資産は、委譲終了時に公正価値で測定される。詳細については、注記52「公正価値で測定する資産及び負債」を参照のこと。

注記21.リース

以下の表は、2023年における使用権資産の変動を示している。

百万ユーロ	土地リース	建物リース	施設リース	その他のリース資産	合計
2022年12月31日現在の合計	**1,312**	**513**	**424**	**513**	**2,762**
増加	318	270	(3)	99	684
為替換算差額	(26)	2	-	1	(23)
減価償却費	(47)	(118)	(29)	(143)	(337)
その他の変動	(69)	(35)	(114)	(4)	(222)
2023年12月31日現在の合計	**1,488**	**632**	**278**	**466**	**2,864**

リース負債及び当期変動額は下表のとおりである。

百万ユーロ	
2022年12月31日現在の合計	**2,672**
増加	677
支払	(406)
その他の変動	(38)
2023年12月31日現在の合計	**2,905**
うち中長期	*2,638*
うち短期	*267*

なお、2023年にはリースの変更や再交渉は行われていない。

百万ユーロ	
	2023年度
使用権資産の減価償却費	346
リース負債支払利息	128
短期リース関連費用（役務取引等費用に含まれるもの）	46
低価値資産のリースに関する費用（役務取引等費用に含まれる）	-
変動リース料（役務取引等費用に含まれる）	29
合計	**549**

注記22.投資不動産- 97 百万ユーロ

百万ユーロ	
減損損失累計額控除後の取得原価	116
減価償却累計額	22
2022年12月31日現在残高	**94**
為替換算差額	-
減価償却費	(2)
減損損失	(1)
その他の変動	6
増減合計	**3**
減損損失累計額控除後の取得原価	114
減価償却累計額	17
2023年12月31日現在残高	**97**

2023年12月31日現在の投資不動産は9700万ユーロとなり、2022年比で300万ユーロ増加した。

当グループの投資不動産は、イタリア、スペイン、ブラジル、チリの不動産で構成されており、売却や収益・処分代金の送金の制限がない。さらに、当グループは、投資不動産の購入、建設、開発、修繕、維持、補強に関する契約上の義務を負っていない。
2023年度の変動は主に、スペインの多くの資産で認識された減損損失、イタリアの多くの売却、及び当期の減価償却費によるものである。

投資不動産の評価に関する詳細は、注記52「公正価値で測定する資産及び負債」及び52.2「財政状態計算書において公正価値で測定しない資産」を参照のこと。

注記23.無形資産- *17,055 百万ユーロ*

2023年度に関する無形資産の内訳及び変動は以下の通り。

百万ユーロ	開発支出	産業的特許及び知的財産権	委譲、ライセンス、商標及び類似の権利	サービス委譲契約	その他	借地権の改善	開発下の資産及び前渡金	契約費用	合計
減損損失累計額控除後の取得原価	101	3,697	12,646	5,261	5,279	-	1,747	2,831	31,562
減価償却累計額	22	3,034	1,851	3,761	3,847	-	-	1,527	14,042
2022年12月31日現在残高	**79**	**663**	**10,795**	**1,500**	**1,432**	**-**	**1,747**	**1,304**	**17,520**
資本的支出	3	30	45	-	122	-	640	515	1,355
使用開始資産	2	300	8	-	209	-	(564)	10	(35)
為替換算差額	1	(4)	220	72	(4)	-	(49)	(4)	232
連結範囲における変動	-	-	1	-	-	-	(1)	-	-
処分	-	(2)	-	(18)	-	-	3	-	(17)
償却費	(5)	(313)	(199)	(402)	(342)	-	-	(425)	(1,686)
減損損失	(3)	-	1	-	(1)	-	(57)	-	(60)
減損利益	-	-	-	-	2	-	-	-	2
その他の変動	(47)	50	(10)	513	-	-	(46)	3	463
売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	(4)	(49)	(590)	-	(44)	-	(32)	-	(719)
増減合計	**(53)**	**12**	**(524)**	**165**	**(58)**	**-**	**(106)**	**99**	**(465)**
減損損失累計額控除後の取得原価	55	3,988	12,401	5,822	5,513	-	1,641	3,352	32,772
減価償却累計額	29	3,313	2,130	4,157	4,139	-	-	1,949	15,717
2023年12月31日現在残高	**26**	**675**	**10,271**	**1,665**	**1,374**	**-**	**1,641**	**1,403**	**17,055**

以下の表は、IFRIC第12号の適用範囲に含まれないサービス委譲契約を報告するものであり、2023年年12月31日現在で残高がある。

百万ユーロ

	付与権者	事業	国	委譲期間	委譲残存期間	更新オプション	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	当初の公正価値
Endesa Distribución Eléctrica	-	配電	スペイン	確定できない	確定できない	-	5,677	5,678	5,673
エネル・コロンビア（旧コデンサ）	コロンビア共和国	配電	コロンビア	確定できない	確定できない	-	1,266	1,047	1,839
エネル・ディストリビューシオン・チリ（旧チリ国営石油会社）	チリ共和国	配電	チリ	確定できない	確定できない	-	1,254	1,331	1,667

耐用年数が確定できない資産は8,197百万ユーロ（2022年12月31日現在8,056百万ユーロ）であり、基本的にスペイン（5,677百万ユーロ）、コロンビア（1,266百万ユーロ）及びチリ（1,254百万ユーロ）における流通活動のためのコンセッションによって占められている。作成された予測に基づき、様々なコンセッションが関連する各CGUのキャッシュ・フローは、帳簿価額を回収するのに十分であった。当期の変動は、主に中南米における為替レートの変動によるものである。エネル・ディストリビューシオン・ペルーのIFRIC第12号に該当しないコンセッション・アレンジメントに関する資産は、581百万ユーロ（2022年12月31日時点では584百万ユーロ）を売却目的保有資産に再分類した。

サービス委譲契約の詳細については、注記20を参照。

減損損失は2023年に60百万ユーロとなり、主にスペイン、米国、イタリアにおける再生可能プロジェクトが戦略的でなくなったことを意味する。

「売却目的保有資産からの／売却目的保有資産への組み換え」は、主にエネル・ディストリビューシオン・ペルーSAA、エネル・ジェネラシオン・ペルー、コンパニア・エネルジェティカ・ベラクルス、及び北米のその他の再生可能エネルギー資産（後者は2024年初めに売却）が保有する資産を指す。

「その他の変更」には主に、ブラジルにおけるIFRIC第12号の適用対象となる投資の金融資産への再分類、及びハイパーインフレ経済下における財務報告に関する会計基準の適用に伴うアルゼンチン企業の無形資産の価値調整が含まれる。

注記24.のれん- *13,042 百万ユーロ*

百万ユーロ	2022年12月31日現在	連結範囲における変動	為替換算差額	減損損失	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	その他の変動	2023年12月31日現在
	正味帳簿価額						正味帳簿価額
イベリア半島	8,785	-	-	-	-	-	8,785
チリ	1,148	-	(1)	-	(46)	-	1,101
アルゼンチン	21	-	(1)	-	-	-	20
ペルー	571	-	(1)	-	(570)	-	-
コロンビア	518	-	8	-	-	-	526
ブラジル	1,313	-	44	-	-	-	1,357
中米	26	-	-	-	-	-	26
エネル･グリーン･パワー･ノース･アメリカ	70	-	(2)	-	-	-	68
エネルX･ノース･アメリカ	142	-	(4)	(57)	-	-	81
エネルXウェイ･ノースアメリカ	70	-	(1)	(69)		-	-
エネルXアジア･パシフィック	84	-	-	-	-	-	84
残りの欧州にあるエネルX[1]	43	-	-	-	-	-	43
イタリア市場[2]	581	-	-	-	-	-	581
エネル･グリーン･パワー･イタリア	21	-	-	-	-	-	21
エネル･プロドゥツィオーネ･イタリア	349	-	-	-	-	-	349
合計	**13,742**	**-**	**42**	**(126)**	**(616)**	**-**	**13,042**

(1) ビバラブスを含む。
(2) エネル･エネルギアを含む。

以下の表は、事業ライン及び地理的地域のマトリックスにおけるのれんの配分を示している。上記の注記10に記載されているオペレーティング・セグメントの表示の変更は、減損テストにおけるのれんの配分に変更を生じさせるものではないことに留意されたい。

のれんマトリックス (2023年12月31日現在)

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場	保有及びサービス	合計
エネル・グリーン・パワー・イタリア	-	21	-	-	-	21
イタリア市場(1)	-	-	-	581	-	581
エネル・プロドゥツィオーネ・イタリア	-	349	-	-	-	349
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
アルゼンチン	-	1	19	-	-	20
ブラジル	-	502	855	-	-	1,357
チリ	-	949	152	-	-	1,101
コロンビア	-	303	223	-	-	526
ペルー	-	-	-	-	-	-
中米	-	26	-	-	-	26
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	68	-	-	-	68
エネルX・ノース・アメリカ	-	-	-	81	-	81
エネルXウェイ・ノースアメリカ	-	-	-	-	-	-
エネルXアジア・パシフィック	-	-	-	84	-	84
エネルX その他の欧州地域(2)	-	-	-	43	-	43
合計	**-**	**3,409**	**7,037**	**2,596**	**-**	**13,042**

(1) エネル・エネルギアを含む。
(2) ビバラブスを含む。

のれんマトリックス2022年12月31日

百万ユーロ	火力発電及びトレーディング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリッズ	最終消費者市場(1)	保有＆サービス(1)	合計
エネル・グリーン・パワー・イタリア	-	21	-	-	-	21
イタリア市場(2)	-	-	-	581	-	581
エネル・プロドゥツィオーネ・イタリア	-	349	-	-	-	349
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
アルゼンチン	-	2	19	-	-	21
ブラジル	-	478	835	-	-	1,313
チリ	-	996	152	-	-	1,148
コロンビア	-	295	223	-	-	518
ペルー	44	207	320	-	-	571
中米	-	26	-	-	-	26
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	70	-	-	-	70
エネルX・ノース・アメリカ	-	-	-	142	-	142
エネルXウェイ・ノースアメリカ	-	-	-	70	-	70
エネルXアジア・パシフィック	-	-	-	84	-	84
エネルX その他の欧州地域(3)	-	-	-	43	-	43
合計	**44**	**3,634**	**7,337**	**2,727**	**-**	**13,742**

(1) 最終消費者市場ビジネスラインの2022年の数値は、エネルX及びエネルXウェイの数値を考慮して調整されている。後者は従来、保有、サービス及びその他に計上されていた。
(2) エネル・エネルギアを含む。
(3) ビバラブスを含む。

のれんの700百万ユーロの減少は、主にペルーが発電・配電資産の売却目的資産への再分類（570百万ユーロ）、チリがアルカディア・ジェネラシオン・ソーラーの売却目的資産への再分類（46百万ユーロ）に起因する。
また、マクロ経済状況の変化に対応して実施された減損テストにより、エネルX及びエネルXウェイの北米におけるCGUに関して、2023年に新たな減損損失が認識された（それぞれ57百万ユーロ及び69百万ユーロ）。

この減少は、ブラジルで認識された為替差益によって一部相殺された。

認識されたのれんの回収可能価額は、将来の予想キャッシュ・フローを見積もり、無リスク・レート、ベータ、市場リスク・プレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された適切な割引率を適用することを含む割引キャッシュ・フロー・モデルを使用して、CGUの使用価値を計算することによって見積もられている。
キャッシュ・フローは、各CGUの特定のリスクを考慮しつつ、見積り時点で入手可能な最善の情報に基づいて決定され、次のように描かれた。

- **2023年11月22日に親会社の取締役会で承認された事業計画に基づき、数量、収益、運営コスト、資本支出、産業及び商業組織、主要なマクロ経済変数(インフレ率、名目金利、為替レート)及び商品価格の動向に関する予測を明示的に記載している。キャッシュ・フローの明示的期間は3年である。**
- **その後の年度については、キャッシュ・フロー、資産の平均残存耐用年数又は譲許の存続期間を決定する主要な変数の長期的な推移に関する仮定に基づく。**

具体的には、減損テストの対象となった各CGUに関連する事業の特性に基づいて最終価値を算出している。

- **永続性、すなわち大規模水力発電（LH）発電及び配電事業の場合は永続的であり、ライセンス及び公共利権は長期的な性質のものであり、更新は合理的な確実性で予測でき、また、長期にわたって持続可能な特定のノウハウの開発を特徴とするエネルXおよびエネルXウェイビジネスも同様である。**

- 一定成長性。すなわち、CGUのうち、主に小売事業を特徴とし、残余年数が顧客との関係の平均継続期間と本質的に相関関係にあるCGU、及び従来型の火力発電事業（発電事業及び商事事業）については、年金が適用される。この方法は、再生可能エネルギー（エネルグリーン電力）事業においても、プラントの残存耐用年数による価値を考慮するために用いられ、及び (ii) 発電所の廃止の場合の残存価値であって、許認可権、生産施設の競争力（天然資源の観点から）及びネットワークの相互接続性に関連するもの。

名目成長率（gレート）は、電力の長期成長率及び／又はインフレ率に等しい（関係する国や事業によって異なる）。

商品価格動向の前提については、採用されたシナリオは現在の排出削減目標と一致している。

また、当グループは、長期的な気候変動の影響を考慮するために感度分析を用いていることにも留意願いたい。より具体的には、

- 我々は、気候変動による気温の上昇やエネルギー転換に関連する動向に関する一定の前提を採用し、当該事業の特殊性に基づき、2026年～2050年にかけての電力需要の変化に沿った、明示期間後のキャッシュ・フローの永久長期成長率を考慮する。
- 我々は、基礎となる気候・気象変数（例えば、気温、日射量、風速、降水量）の各予測に関連する、ポートフォリオ資産の水力発電、風力発電、太陽光発電レベルの変化を考慮する。
- 当グループは、小売活動からの直接排出（スコープ1）及び間接排出（スコープ3）をゼロにするという目標に沿って、化石燃料発電所の廃止に備えた費用を負担すると仮定している。

CGUの使用における価値の頑健性を検証するために、主な価値ドライバー、特にWACCと長期成長率について感度分析を実施している。
このような状況においても、結果は前述の証拠と一致しており、分析したすべてのCGUについて、減損処理したもの（エネルX北米及びエネルXウェイ北米）を除き、使用価値が帳簿価額を上回っており、2023年12月31日時点のエネルグループの連結財務諸表において、これらの資産の帳簿価額の完全な回収可能性が確保されていることが判明した。

OUR ZERO-EMISSIONS AMBITION

Enel is committed to achieving zero emissions by 2040 and to developing a business model that is in line with the objectives of the Paris Agreement (COP 21) to limit the average increase in global temperatures to 1.5 °C. For this reason, the Group has developed a decarbonization roadmap that covers both direct and indirect emissions throughout the value chain. The roadmap includes four targets certified by the Science Based Targets initiative (SBTi) in December 2022 to be in line with the Net Zero Standard.

GHG TARGET	Intensity of Scope 1 GHG emissions related to power generation		
Primary business activity	Electricity generation		
Type of activity in value chain	Direct		
Stakeholders impacted or involved	• Customers and power consumers • Society and environment		
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[1]	95% of Scope 1 GHG emissions[2]		
Time frame	Short term (2026)	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	125 gCO_{2eq}/kWh	72 gCO_{2eq}/kWh	0 gCO_{2eq}/kWh Zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-66%	-80%	-100%
% reduction on 2023 (reporting year)	-22%	-55%	-100%
Climate scenario	1.5 °C[3]	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Gradual phase out of coal-fired capacity in 2024-2026, with planned closure of the Federico II and Torrevaldaliga Nord plants in Italy (with a total capacity of about 3.6 GW). • Invest €12.1 billion to accelerate the development of renewable energy by installing 13.4 GW of new renewables capacity (about 11.3 GW of which at the consolidated level) in 2024-2026, reaching 73 GW of renewables capacity (including BESS) by 2026. • Continue the process of decarbonizing electricity generation, with the proportion of renewables plants in the Enel asset portfolio reaching 78% in 2026, with zero-emissions generation amounting to 86% of the total, including consolidated and managed generation. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Continue the process of decarbonizing electricity generation, with Group investments raising the proportion of renewables plants in the asset portfolio to about 85% in 2030, with zero-emissions generation amounting to 90% of the total, including consolidated and managed generation. • Exit from coal-fired generation, which is expected to take place by 2027 globally. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Exit from the thermal electricity generation business, achieving a 100% renewable energy mix. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 160 gCO_{2eq}/kWh • About €5.9 billion invested in renewables in 2023. • New consolidated renewables capacity installed equal to 4 GW in 2023, bringing total consolidated capacity to 55.5 GW in 2023. • Increase in consolidated renewables generation equal to 13% on 2022, representing 61% of total consolidated generation in 2023. • Reduction of thermal capacity by about 5.1 GW on 2022, including the closure of two coal-fired plants (for a total of about 2 GW) and the sale of gas plants in Argentina (for a total of about 3 GW) and Colombia (for a total of about 0.2 GW). • Reduction of thermal generation by 38% on 2022 (specifically, with a 45% reduction in coal-fired generation), representing 27% of total generation in 2023.		

GHG TARGET	Intensity of Scope 1 and Scope 3 GHG emissions related to Integrated Power		
Primary business activity	Sale of electricity		
Type of activity in value chain	• Direct (electricity generation) • Upstream in value chain (purchase of electricity from other generators for sale to end users)		
Stakeholders impacted or involved	• Customers and power consumers • Electricity generators (peers) • Society and environment		
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[a]	• 95% of Scope 1 GHG emissions • 42% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 78% of Scope 3 GHG emissions – category 3)		
Time frame	Short term (2026)	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	135 gCO_{2eq}/kWh	73 gCO_{2eq}/kWh	0 gCO_{2eq}/kWh Zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-59%	-78%	-100%
% reduction on 2023 (reporting year)	-20%	-57%	-100%
Climate scenario	1.5 °C[b]	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Increase the percentage of renewable energy sold to customers, while increasing the Group's renewables production and optimizing customer portfolio, continuing supply and demand balancing strategy. • In Europe, increase the share of fixed-price energy sales to end users covered by zero-emissions sources from about 65% in 2023 to more than 80% in 2026. • In Latin America, maintain 100% zero-emissions sales to end users (including through PPAs). • In North America, maintain 100% zero-emissions sales to end users. • Continue the process of decarbonizing electricity generation, increasing zero-emissions generation from 75% in 2023 (including managed capacity) to 86% of total in 2026, including consolidated and managed capacity. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Continue the strategy of balancing supply and demand and increase the share of electricity sold at a fixed price covered by carbon-free generation. • Continue the process of decarbonizing electricity generation, increasing zero-emissions generation to about 90% of the total in 2030. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• By 2040, achieve 100% of electricity sales covered by renewables. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 168 gCO_{2eq}/kWh • 13% increase in Group consolidated renewables generation in 2023 on 2022. • 7% reduction in 2023 compared with 2022 in the gap between sale of electricity to end users and own generation in the countries in which the Group has an integrated position.		

GHG TARGET	Scope 3 GHG emissions related to the sale of natural gas on end-user market		
Primary business activity	Sale of gas to end users		
Type of activity in value chain	• Downstream in value chain		
Stakeholders impacted or involved	• Gas customers • Society and environment		
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[8]	• 30% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 100% of Scope 3 GHG emissions – category 11)		
Time frame	Short term (2026)	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	20.0 $MtCO_{2eq}$	11.4 $MtCO_{2eq}$	0 $MtCO_{2eq}$ Zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-21%	-55%	-100%
% reduction on 2023 (reporting year)	–[48]	-32%	-100%
Climate scenario	n.a.[49]	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Encourage customers (especially residential customers) to switch from gas to electricity by promoting efficient electricity technologies (e.g., heat pumps for home heating or induction cooktops in kitchens), increasing annual unit electricity consumption of free-market B2C power customers (in Italy and Iberia) from 2.65 MWh in 2023 to about 2.9 MWh in 2026, thereby increasing the electrification rate of customers. • Allocate 32% of investment in grids in 2024-2026 to connections, partly with a view to enabling the expansion of distributed generation, thereby promoting the electrification of end users' energy consumption. The number of connections to distributed generation is forecast to double in the period, reaching 4 million in 2026. • Reduce the volumes of gas sold to customers to around 8.4 billion cubic meters in 2026. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Encourage customers (especially residential customers) to switch from gas to electricity by promoting efficient electricity technologies (e.g., heat pumps for home heating or induction cooktops in kitchens), increasing annual unit electricity consumption of free-market B2C power customers (in Italy and Iberia) to about 3.5 MWh in 2030, thereby increasing the electrification rate of customers. • Continue to invest in distribution grids, supporting the growth of distributed generation, thereby promoting the electrification of end users' energy consumption, reaching 6 million connections to distributed generation in 2030. • Optimize the customer gas portfolio (industrial customers in particular), continuing to reduce the volume of gas sold to about 5.3 billion cubic meters in 2030. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• By 2040, achieve 100% of energy sales covered by renewables. • Exit retail gas sales business by 2040. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 16.8 $MtCO_{2eq}$ • 6.2 million gas customers in 2023, down 6% on 2022. • Gas sales in 2023 equal to 8.3 billion cubic meters, down 19% on 2022. • 3.6 million new connections in 2023.		

GHG TARGET	Additional emissions Scopes 1-2-3	
Primary business activity	• Electricity distribution (Scopes 1 and 2) • Management of vehicle fleet, buildings and other assets (Scopes 1 and 2) • Management of supply chain (Scope 3) • Purchase of fuels (Scope 3)	
Type of activity in value chain	• Direct (electricity distribution and management of vehicle fleet, buildings and other Group assets) • Upstream in value chain (supply chain for products and services and fuel business)	
Stakeholders impacted or involved	• Customers and power consumers • Electricity generators (peers) • Suppliers of goods and services • Oil&gas suppliers • Society and environment	
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[15]	• 0.5% of Scope 1 GHG emissions • 100% of Scope 2 GHG emissions • Target 2030[16]: 15% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 17% of Scope 3 emissions - category 1 and 22% of Scope 3 emissions - category 3) • Target 2040[16]: 18% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 35% of Scope 3 emissions - category 1 and 22% of Scope 3 emissions - category 3)	
Time frame	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	10.4 $MtCO_{2eq}$	<2.5 $MtCO_{2eq}$ Net zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-55%	-90%
% reduction on 2023 (reporting year)	-12%	-83%
Climate scenario	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Invest a total of €18.6 billion in grids over the 2024-2026 period, of which 60% to improve grid resilience, quality and digitalization, thereby helping to reduce grid losses and related greenhouse gas emissions. Replace existing distribution grid infrastructure components with SF_6-free solutions. • Implement a circular procurement approach; increase the number of contracts that include the measurement of the carbon footprint of the products and services purchased by Enel, encouraging its reduction in a collaborative decarbonization process with our suppliers. Strengthen dialogue with raw material producers and other utilities to define shared and effective long-term decarbonization strategies. • Phase out coal-fired generation by 2027, mitigating all GHG emissions related to coal supply. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Promote grid digitalization and replace existing distribution grid infrastructure components with SF_6-free solutions. • Implement a circular procurement approach; increase the number of contracts that include the measurement of the carbon footprint of the products and services purchased by Enel, encouraging its reduction in a collaborative decarbonization process with our suppliers. Strengthen dialogue with raw material producers and other utilities to define shared and effective long-term decarbonization strategies. • Eliminate emissions connected with gas extraction activities, as the Group has fully exited gas-fired generation and sale of gas to end users. • Neutralize the residual amount through carbon-removal actions (purchase of certificates linked to nature-based or technology-based projects in voluntary carbon markets, in accordance with international standards) if complete mitigation of emissions is not feasible due to exogenous factors (technological, market or regulatory).
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 11.9 $MtCO_{2eq}$ (for 2017-2030 target scope) and 13.5 $MtCO_{2eq}$ (for 2017-2040 target scope)[17] • €5.4 billion invested in the grid in 2023. • 43% reduction in coal burned in thermal generation plants. • 41% reduction in volume of gas burned in thermal generation plants compared with 2022 (due also to the sale of gas plants in Russia and Argentina), and 19% reduction in volume of gas sold to end users compared with 2022. • 8% reduction in electricity consumption in Group generation plants and buildings. • 24% reduction in emissions intensity (tCO_{2eq}/€mn) in supply chain in 2023 compared with 2022, reaching 684 tCO_{2eq}/€mn.	

TOTAL COVERAGE OF SCOPES 1-2-3 EMISSIONS IN 2023

- **95.5%** of Scope 1 GHG emissions (2026, 2030 and 2040 targets)
- **100%** of Scope 2 GHG emissions (2030 and 2040 targets)
- **87%** (2017-2030 target) and **90%** (2017-2040 target) of Scope 3 GHG emissions[6]

(1) Percentages based on total GHG emissions in 2023.
(2) Excludes marginal Scope 1 GHG emissions not directly related to the combustion of fossil fuels in electricity generation at thermal plants. These emissions also include the use of ancillary services in distribution operations. In particular, in 2023 there was an extraordinarily high use of these services in Brazil to deal with the meteorological emergency that occurred in São Paulo in November 2023, which caused the interruption of grid operations. In any event, 95.8% of Scope 1 and Scope 2 GHG emissions are covered by all of the above targets, greater than the 95% threshold required under the Science Based Targets initiative and the GHG Protocol.
(3) The target is in line with the path to 1.5 °C set by the SBTi for the electrical services industry (Sectoral Decarbonization Approach, or SDA), although it could not be officially validated because the SBTi does not certify targets over a time frame of less than five years from the presentation date.
(4) In 2023, gas sales decreased considerably compared with previous years. Furthermore, a methodological change in the use of conversion factors has been implemented. These two factors produced a value below the target expected for 2026.
(5) The target could not be officially validated because the SBTi does not certify targets over a time frame of less than five years from the presentation date. In addition, the SBTi has not defined a sectoral decarbonization approach for these types of emissions, so the ambition level cannot be verified.
(6) Two different percentage limits have been set for the target for Scope 3 GHG emissions by the supply chain, as allowed under the SBTi approach, which required coverage of at least 67% of Scope 3 emissions for the 2030 target, and at least 90% for the 2040 target.

以下の表は、CGUが属する企業の主なのれんの価値の構成、適用される割引率、及び予想キャッシュ・フローが割引された期間を示している。

前へ　　次へ

百万ユーロ	のれんの金額	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(3)	のれんの金額	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(3)
	2023年12月31日現在					2022年12月31日現在				
イベリア半島	8,785	2.19%	8.23%	3年	永久/22年 EGP/12年 G&T/15年 MKT	8,785	2.47%	6.10%	3年	永久/25年 EGP/13年 G&T
チリ	1,101	2.07%	9.57%	3年	永久/28年 EGP/5年 G&T	1,148	2.00%	8.45%	3年	永久/26年 EGP/5年 G&T
アルゼンチン	20	17.57%	41.90%	3年	永久	21	45.70%	71.78%	3年	永久
ペルー	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	571	2.25%	8.75%	3年	永久/25年 EGP/8年 G&T
コロンビア	526	3.50%	14.25%	3年	永久/25年 EGP/14年 G&T	518	3.20%	11.79%	3年	永久/26年 EGP/15年 G&T
ブラジル	1,357	3.86%	12.31%	3年	永久/24年 EGP	1,313	3.58%	11.22%	3年	永久/25年 EGP
中米	26	2.10%	10.92%	3年	17年	26	2.02%	9.66%	3年	18年
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	68	2.10%	8.27%	3年	24年	70	2.02%	6.48%	3年	25年
エネルX・ノース・アメリカ	81	2.10%	11.75%	3年	永久	142	2.02%	9.71%	3年	永久
エネルXウェイ・ノースアメリカ	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	70	2.02%	11.53%	3年	永久
エネルXアジア・パシフィック	84	2.10%	13.27%	3年	永久	84	2.02%	10.39%	3年	永久
残りの欧州にあるEnel X	43	2.10%	11.45%	3年	永久	43	1.62%	8.82%	3年	永久
エネル・グリーン・パワー・イタリア	21	2.10%	8.66%	3年	永久／26年	21	1.62%	6.39%	3年	永久／24年
イタリア市場	581	1.93%	11.31%	3年	15年	581	2.38%	10.69%	3年	15年
エネル・プロドゥツィオーネ・イタリア	349	2.06%	9.07%	3年	永久／14年	349	1.64%	7.70%	3年	永久／15年
ルーマニア	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
のれんを認識していないが減損テストを実施したCGU IAS第36号で規定されている指標が存在する場合										
イベリア - NPT (非半島領土)	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
オーストラリア	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
メキシコ	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当

(1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。
(2) 反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ・フローで計算された使用価値が、税引後加重平均資本コストで割り引かれた税引後キャッシュ・フローで計算された値と等しいことを保証する割引率。
(3) 最終価値は、表内に示された年数 (G&T = Generation & Trading、EGP = Enel Green Power、MKT = End-user Market) にわたって、利回りが上昇する永久又は年金に基づき見積もられている。

前へ　次へ

注記25.繰延税金資産及び負債- *9,218 百万ユーロ及び* 8*,217 百万ユーロ*

以下の表は、適用される規則により設定された税率に基づいて計算された繰延税金資産及び繰延税金負債の期間差異の種類別変動並びに繰延税金負債と相殺可能な繰延税金資産の金額 (許容される場合)を示す。

百万ユーロ		純損益に計上された増加／(減少)	純損益に計上された増加／(減少)	連結範囲における変動	為替換算差額	その他の変動	売却目的保有資産の再分類	
	2022年12月31日現在							2023年12月31日現在
繰延税金資産:								
- 無形資産及び有形固定資産の帳簿価額の差異	2,313	(79)	-	-	-	65	(30)	2,269
- リスク引当金繰入額及び繰延控除可能な減損損失引当金繰入額	1,956	(68)	-	-	6	33	(2)	1,925
税務上の繰越欠損金	786	(39)	-	-	(12)	11	-	746
- 金融商品の測定	2,914	1	(1,521)	-	(2)	(70)	-	1,322
- 従業員給付	798	(25)	66	-	22	3	(1)	863
- その他の項目(1)	2,408	32	11	1	(148)	(98)	(113)	2,093
合計	**11,175**	**(178)**	**(1,444)**	**1**	**(134)**	**(56)**	**(146)**	**9,218**
繰延税金負債:								
- 非流動資産及び金融資産に係る差額	5,719	17	-	1	(490)	306	(515)	5,038
- 金融商品の測定	1,506	(3)	(473)	-	(3)	(69)	(1)	957
- その他の項目(1)	2,569	(200)	(5)	-	(27)	(68)	(47)	2,222
合計	**9,794**	**(186)**	**(478)**	**1**	**(520)**	**169**	**(563)**	**8,217**

相殺不能な繰延税金資産	**5,221**
相殺不能な繰延税金負債	**3,347**
相殺後の繰延税金負債正味超過額	**873**

(1) 繰延税金資産及び負債に関する2022年12月31日現在の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号修正条項の影響を考慮するため、それぞれ250百万ユーロ及び252百万ユーロを調整している。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

2023年12月31日時点で認識された繰延税金資産は、その回収が合理的に確実であると判断されることから、総額9,218百万ユーロ(2022年12月31日時点では11,175百万ユーロ) であった。
繰延税金資産は当期中に1,957百万ユーロ減少した。

- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に関連した繰延税金資産の減少。
- 中南米、特にアルゼンチンにおける為替レート差の影響。
- 米国及びメキシコにおいて回収不能となった繰延税金資産の一部を取り崩した。
- ペルーの発電・配電資産を売却目的で保有する資産に再分類したこと。

繰延税金資産は、将来の課税所得の現在の見積りに基づいて回収可能性が低いと考えられるため、453百万ユーロ相当の当年度繰越欠損金 (1,480百万ユーロ) については評価されていないことに留意願いたい。

繰延税金負債は、2023年12月31日時点では8,217百万ユーロ (2022年12月31日時点では9,794百万ユーロ) であった。これには基本的に、各年度に行われた取得原価の最終配分の一部として取得された資産に対する調整の税効果の決定と、加速償却を含む税務上の減価償却と資産の見積耐用年数に基づく減価償却との差異に関する繰延税金が含まれる。
繰延税金負債は合計1,577百万ユーロ減少したが、主な要因は以下の通り。

- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に関連した繰延税金負債の減少。
- 中南米、特にアルゼンチンにおける為替レート差の影響。
- 米国における再生可能エネルギー発電所の減損損失に関する繰延税金負債の戻し入れ。
- ペルーの売却目的会社に関する繰延税金負債の再分類。

注記26.持分法投資-1,650 *百万ユーロ*

以下の表は、合弁事業及び持分法適用関連会社に対する主な投資の変動を示している。

前へ　　次へ

百万ユーロ		保有割合%	損益への影響	連結範囲における変動	配当金	非継続事業への組替	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	減損	その他の変動		保有割合%
	2022年12月31日現在									2023年12月31日現在	
合弁事業											
グリッドスペルティーゼ Srl	299	50.0%	9	-	-	-	-	-	(2)	306	50.0%
ムーニー・グループSpA	219	50.0%	(35)	-	-	-	-	-	1	185	50.0%
スロバキア・パワー・ホールディング	90	50.0%	-	-	-	-	-	-	99	189	50.0%
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア	-		(7)	142	-	-	-	-	13	148	50.0%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス	-		(1)	246	-	-	-	-	-	245	50.0%
マティンバ・プロジェクト企業	108	50.0%	(1)	(15)	-	-	-	-	(17)	75	50.0%
キノ・プロジェクト会社	16	20.0%	(13)	-	-	-	-	-	(2)	1	20.0%
エヴィヴァSrl	20	50.0%	(3)	-	-	-	-	-	22	39	50.0%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト	45	50.0%	1	-	-	-	-	-	(1)	45	50.0%
フロント・マリティム・デル・ベソス	31	61.4%	(2)	-	-	-	-	-	1	30	61.4%
エレガスSA	30	50.0%	6	-	(13)	-	-	-	(2)	21	50.0%
テージョ・エネルギア - 電力生産と配給	5	43.8%	-	-	-	-	-	-	-	5	43.8%
カディス電力供給会社	9	33.5%	3	-	(3)	-	-	-	(1)	8	33.5%
タハダート電力	11	32.0%	3	-	(2)	-	-	-	(4)	8	32.0%
ルスネルゴスビート	91	49.5%	58	-	-	(115)	-	-	(34)	-	
パワークロップ	14	50.0%	(6)	-	-	-	-	-	-	8	50.0%
合弁事業合計	**988**		**12**	**373**	**(18)**	**(115)**	**-**	**-**	**73**	**1,313**	

百万ユーロ	2022年12月31日現在	保有割合%	損益への影響	連結範囲における変動	配当金	非継続事業への組替	売却目的で保有する資産から／売却目的で保有する資産への再分類	減損	その他の変動	2023年12月31日現在	保有割合%
関連会社											
CESI	58	42.7%	(2)	-	-	-	-	-	-	56	42.7%
GNLチリSA	14	33.3%	7	-	-	-	-	-	(1)	20	33.3%
ビエルソ・スペシャルエネルギー	12	50.0%	1	-	(2)	-	-	-	(1)	10	50.0%
ゴローナ・デル・ビエント・エル・ヒエロSA	13	23.2%	(6)	-	-	-	-	-	-	7	23.2%
ティエラス・アルタス電力会社	7	37.5%	1	-	(1)	-	-	-	-	7	37.5%
エル・プンタル・エオリカ協会	4	50.0%	1	-	(2)	-	-	-	2	5	50.0%
レノバブレス Brovales 400 kV	-		-	-	-	-	-	-	5	5	64.2%
コジェニオ・イベリア	5	20.0%	-	-	-	-	-	-	1	6	20.0%
コジェニオSrl	9	20.0%	-	-	-	-	-	-	(1)	8	20.0%
アヴィキラン・ソーラー・インディア	-		(1)	29	-	-	-	-	(1)	27	51.0%
アヴィキラン・スーリヤ・インディア	27	51.1%	(1)	-	-	-	-	-	(2)	24	51.0%
EGPNA 再生可能エネルギー・パートナーズ	77	10.0%	2	-	-	-	-	-	(15)	64	10.0%
ロッキー・ケイニー・ホールディング	22	10.0%	2	-	-	-	-	-	(4)	20	10.0%
その他マイナー	45		(57)	8	(2)	-	(1)	-	85	78	
関連会社合計	**293**		**(53)**	**37**	**(7)**	**-**	**(1)**	**-**	**68**	**337**	
合計	**1,281**		**(41)**	**410**	**(25)**	**(115)**	**(1)**	**-**	**141**	**1,650**	

前へ　次へ

2023年の持分法投資の増加は主として以下を反映している。

＞ 連結範囲の変更 (主に次の事項)。

- エネル・グリーン・パワー・オーストラリア (142百万ユーロ) がこれまで100%保有していた合弁会社株式の50%をINPEX Corporationに売却したことに伴う、合弁会社に対する持分の認識。
- 合弁会社であるエネル・グリーン・パワー・ヘラス (246百万ユーロ) の株式50%をマッコーリー・アセット・マネジメントに売却したことに伴う同社への関心の認識。
- 関連会社 Avikiran Solar India Private Limited (29百万ユーロ) の株式49%をNorfundに売却したことに伴い、同社を子会社化する。
- マティンバ・プロジェクトの企業を保有する合弁事業への投資 (15百万ユーロ) のマイナス価格調整の認識。

＞ 主にスロバキア・パワー・ホールディングに関する、同社のキャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動に起因する、その他の包括利益準備金の変動に対する当グループの持分 (98百万ユーロ) の認識。

これらのプラス効果は主に、2023年に売却されたルスネルゴスビートへの投資全額 (115百万ユーロ) の非継続事業への再分類、及び主にスペイン企業による25百万ユーロの配当金、及び為替レートの悪影響により相殺された。

以下の表は、IFRS第5号に基づき売却目的保有に分類されない当グループの主要な合弁事業及び関連会社の財務情報の要約である。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
合弁事業														
グリッドスペルティーゼ Srl	170	94	132	192	302	286	49	9	158	198	207	207	95	79
ムーニー・グループ SpA	894	880	487	449	1,381	1,329	1,134	1,086	649	575	1,783	1,661	(402)	(332)
スロバキア・パワー・ホールディング	12,468	12,376	1,470	1,444	13,938	13,820	7,843	4,950	1,393	6,620	9,236	11,570	4,702	2,250
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア	428	-	73	-	501	-	315	-	21	-	336	-	165	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス	687	-	109	-	796	-	672	-	166	-	838	-	(42)	-
マティンバ・プロジェクト企業	1,583	1,759	320	348	1,903	2,107	1,599	1,763	113	93	1,712	1,856	191	251
エヴィヴァSrl	40	40	39	-	79	40	-	-	-	-	-	-	79	40
関連会社														
CESI	179	191	13	25	192	216	20	24	73	90	93	114	99	102
アヴィキラン・ソーラー・インディア	148	-	6	-	154	-	87	-	14	-	101	-	53	-
アヴィキラン・スーリヤ・インディア	200	207	63	30	263	237	112	117	48	9	160	126	103	111

百万ユーロ	収益合計		税引前利益／(損失)		継続事業からの利益／(損失)	
	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
合弁事業						
グリッドスペルティーゼ Srl	418	334	23	12	17	8
ムーニー・グループSpA	435	224	(70)	(33)	(70)	(33)
スロバキア・パワー・ホールディング	5,129	5,184	856	(320)	598	(223)
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア	37	-	(28)	-	(28)	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス	127	-	25	-	17	-
マティンバ・プロジェクト企業	148	114	(8)	(39)	(2)	(24)
エヴィヴァSrl	-	-	(6)	(4)	(6)	(4)
関連会社						
CESI	164	155	(5)	(4)	(5)	(1)
アヴィキラン・ソーラー・インディア	15	-	(6)	-	(6)	-
アヴィキラン・スーリヤ・インディア	18	9	(3)	1	(3)	1

前へ　次へ

注記27.デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
デリバティブ金融資産	2,383	3,970	6,407	14,830
デリバティブ金融負債	3,373	5,895	6,461	16,141

ヘッジ手段の要件を満たし、かつFVTPLで測定されているデリバティブの詳細については、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照願いたい。

注記28.流動/非流動契約資産/(負債)

百万ユーロ	非流動		流動	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
契約資産	444	508	212	106
契約負債	5,743	5,747	2,126	1,775

顧客との契約に由来する非流動資産（契約資産）は、主に、IFRIC第12号（425百万ユーロ）に従って認識された、公共対民間のサービス・コンセッションの取り決めに関して建設中の長期的効用を有する資産を指す。これらの事例は、委譲権保有者が、譲与者から資産を承認する完全な権利をまだ得ていない場合に発生し、これは、資産が完成し、料率を通じて報酬を受けることができることを保証する契約上の義務が残っているためである。12月31日現在の数字2023 には、795百万ユーロの年間投資額が含まれている。

流動契約資産は主に、請求予定の仕掛工事契約（167百万ユーロ）に関するもので、支払は履行義務の履行を条件とする。

2023年 2月31日時点の固定負債の価値は、接続収入の会計処理の結果、主にイタリア (3,014百万ユーロ) とスペイン (2,729百万ユーロ) での配信事業に起因し、新規顧客の増加は、関連する契約の平均期間にわたって延期される。

流動負債には、主にイタリアとスペインで計上された、12ヶ月以内に期限が到来する送電網への接続収入に関連する1,628百万ユーロの契約上の負債、及び建設中の工事契約に関連する負債（453百万ユーロ）が含まれる。

IFRS第15号で義務付けられている通り、以下の表は、時間帯別の契約債務の損益への戻し入れを報告している。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
1年以内	2,126	1,775
2年以内	568	516
3年以内	567	517
4年以内	565	516
5年以内	564	515
5年超	3,479	3,683
合計	**7,869**	**7,522**

注記29.その他の非流動金融資産- *8,750*百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
公正価値で測定される他社における株主持分投資	346	366	(20)	-5.5%
純金融債務に含まれるその他の非流動金融資産（注記29.1参照）	3,837	4,213	(376)	-8.9%
サービス委譲契約	4,391	3,732	659	17.7%
共同開発契約（JDA）に関する金融資産	133	-	133	-
非流動金融前払金	43	48	(5)	-10.4%
合計	**8,750**	**8,359**	**391**	**4.7%**

「その他の非流動金融資産」は391百万ユーロ増加した。

- 主にブラジルにおけるサービス・コンセッション契約に関する金融資産の増加。
- 当グループのイタリアの再生可能エネルギー企業の多くが再生可能発電プロジェクトの開発のために開発業者に支払った金額に関連する共同開発契約(JDA)に関する金融資産の認識、2022 年に、これらの資産はその他の非流動資産の下に 100 百万ユーロとして認識された。

これらのプラスの影響は、主に、注記29.1に明記されているように、純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産の減少、及びAthonet Srlへの投資の売却及びTermoeléctrica José de San Martín SA及びTermoeléctrica Manuel Belgrano SAへの投資の価値の減少に伴うその他企業への持分投資の減少により一部相殺された。

公正価値で測定される他の会社に対する持分投資の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	保有割合%	2022年12月31日現在	保有割合%	増減
Empresa Propietaria de la Red SA	8	11.1%	7	11.1%	1
欧州エネルギー取引所	22	2.4%	22	2.4%	-
アトネットSrl	-	-	7	16.0%	(7)
コリア・ライン・コーポレーション	1	0.3%	1	0.3%	-
ハブジェクトGmbH	11	12.5%	11	12.5%	-
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マルティンSA	3	5.6%	11	24.7%	(8)
テルモエレクトリカ・マヌエル・ベルグラノSA	2	6.2%	9	8.6%	(7)
ザカパ・トプコSàrl	287	19.5%	288	19.5%	(1)
その他	12		10		2
合計	**346**		**366**		**(20)**

29.1 純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産-*3,837百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
有価証券	505	447	58	13.0%
その他の金融資産	3,332	3,766	(434)	-11.5%
合計	**3,837**	**4,213**	**(376)**	**-8.9%**

FVOCIにおける「有価証券」は、オランダの保険会社が流動性の一部を投資している金融商品である。
「その他の金融資産」の減少は、主にエンデサ・グループにおける保証金用金融資産の減少（634百万ユーロ）に起因するもので、特にエネル・ファイナンス・インターナショナル及びエネル・アメリカスにおけるスペイン電力システムの赤字に関連する金融資産の増加（85百万ユーロ）及び中長期金融資産の増加（79百万ユーロ）によって一部相殺された。

注記30.その他の流動金融資産- *4,329 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
純金融負債に含まれる流動金融資産（注記30.1参照）	4,148	13,501	(9,353)	-69.3%
その他	181	252	(71)	-28.2%
合計	**4,329**	**13,753**	**(9,424)**	**-68.5%**

「その他の流動金融資産」は9,424百万ユーロ減少したが、これは主に、注記30.1に詳述されているように、純金融債務に含まれる流動金融資産の減少、及び未収金融収益の減少を反映している。

30.1純金融負債に含まれるその他の流動金融資産-*4,148 百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
1年内返済予定の長期金融資産	1,007	2,838	(1,831)	-64.5%
FVOCI評価の有価証券	81	78	3	3.8%
デリバティブ取引に係る現金担保及びその他の金融資産	2,899	8,319	(5,420)	-65.2%
その他	161	2,266	(2,105)	-92.9%
合計	**4,148**	**13,501**	**(9,353)**	**-69.3%**

この項目の変動は主に以下の要因によるものである。

- ＞ デリバティブ取引のカウンターパーティに支払う現金担保の減少に関連して5,420百万ユーロを計上した。
- ＞ 「その他」の減少は、主に以下の金融資産の減少を反映している。
  - － エネル・ブラジル（1,212万ユーロ）は、主にセルグ・ディストリビューションSA-セルグD（エネル・ゴイアス）の売却に関連する債権の2022年の認識に関するものである。
  - － エネルXイタリア（581百万ユーロ）は、主に 2022年の「エコ・シスマ・ボーナス」プログラムに基づく建物の改修に対する税額控除の割り当てに関する金融資産の回収を反映して いる。
- ＞ 長期金融資産（1,831百万ユーロ）の1年以内返済分の減少は、主にスペインの電力システムの赤字に関連する金融資産の減少によるものである。

注記31.その他の非流動資産 - *2,249 百万 ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
市場運営機関からの預り金	331	282	49	17.4%
人事プログラムの純資産	42	8	34	-
12ヶ月超の税金資産	1,487	1,674	(187)	-11.2%
12カ月超の営業保証金	306	301	5	1.7%
その他	83	221	(138)	-62.4%
合計	**2,249**	**2,486**	**(237)**	**-9.5%**

市場運営機関からの受取額は、主にスペインにおける流通事業に関して、2022年度に49百万ユーロ増加した。

税金資産は、主にブラジルのPIS/COFINS税制紛争（338百万ユーロ）に関連して187百万ユーロ減少したが、イタリアとチリの税金資産の増加により一部相殺された。

注記32.その他の流動資産 - *4,099 百万 ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
市場運営機関からの預り金	1,161	1,033	128	12.4%
仕入先への前渡金	311	332	(21)	-6.3%
従業員から生じた債権	28	30	(2)	-6.7%
環境認証のために受け取る金銭以外の助成金	24	16	8	50.0%
他者からの預り金	1,068	1,040	28	2.7%
各種税金資産	1,311	1,598	(287)	-18.0%
当期未収収益及び前払金	196	265	(69)	-26.0%
合計	**4,099**	**4,314**	**(215)**	**-5.0%**

市場運営機関からの預かり金には、主にイタリアのシステムに関するものが700百万ユーロ(2022年12月31日現在で617百万ユーロ)、スペインのシステムに関するものが422百万ユーロ(2022年12月31日現在で388百万ユーロ)が含まれる。
この増加は基本的に、主にe-distribuzione（390百万ユーロ）及びServizio Elettrico Nazionale（252百万ユーロ）が保有するエネルギー・環境サービス基金に関して、主に均等化メカニズムに関連するイタリアでの未収額の増加に起因するものであった。
諸税資産の減少287百万ユーロは、主にイタリア（108百万ユーロ）及び中南米（18百万ユーロ）における親会社エネル・スパ（274百万ユーロ）が認識した間接税及び関税の控除額の減少に起因するもので、スペイン（146百万ユーロ）及び北米（58百万ユーロ）における当該項目の増加により一部相殺された。

注記33.棚卸資産- 4,290 百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
原材料、補助材料、消耗品:				
- 燃料	1,598	2,396	(798)	-33.3%
- 原材料、工具及びその他の棚卸資産	2,000	2,137	(137)	-6.4%
合計	**3,598**	**4,533**	**(935)**	-20.6%
環境証書				
CO_2排出枠	514	152	362	-
- 原産地保証	39	18	21	-
- エネルギー効率証書	-	6	(6)	-
- 環境証書	6	-	6	
合計	**559**	**176**	**383**	-
売却目的保有建物	45	47	(2)	-4.3%
口座振替	88	97	(9)	-9.3%
合計	**4,290**	**4,853**	**(563)**	**-11.6%**

原材料及び補助材料、消耗品は、発電所及び配電網の運転、維持、建設に使用される材料及び機器、ならびにグループの発電及び取引活動に必要な燃料在庫で構成される。
2023年度の棚卸資産の全体的な減少(563百万ユーロ)は、主にイタリア(537百万ユーロ、うち石炭及びその他原材料の評価損166百万ユーロ)、スペイン(363百万ユーロ)及び中南米(35百万ユーロ)で計上された燃料及び原材料、機器及びその他の棚卸資産の減少に起因するもので、特にグループのニーズを満たすためのガスの棚卸資産は、イタリアにおけるCO_2排出枠の増加によって部分的に相殺された。

注記34. 営業債権- 17,773 百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
顧客:				
- 売電及び送電	11,133	10,216	917	9.0%
- ガスの配給及び販売	2,811	3,026	(215)	-7.1%
- その他の資産	3,646	3,118	528	16.9%
顧客から生じた債権の合計	**17,590**	**16,360**	**1,230**	**7.5%**
関連会社及び合弁事業から生じた債権	183	245	(62)	-25.3%
合計	**17,773**	**16,605**	**1,168**	**7.0%**

顧客に対する営業債権は、損失引当金控除後で認識され、その総額は前年度末の残高3,783百万ユーロに対し、当年度末は3,775百万ユーロとなった。
具体的には、2023年度の増加額1,168百万ユーロ(百万ユーロ)は、同年に認識された売電・輸送債権の増加に起因する。
この変動は主にイタリア(1,810百万ユーロ)で認識され、スペイン(230百万ユーロ)及び中南米(231百万ユーロ)で認識された減少により一部相殺された。
営業債権の詳細については、注記48「カテゴリー別金融商品」を参照願いたい。

注記35.現金及び現金同等物- *6,801 百万ユーロ*

現金及び現金同等物は、主にイタリアと北米で4,240百万ユーロ減少したが、スペインの増加により一部相殺された。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
銀行及び郵便貯金	4,664	8,968	(4,304)	-48.0%
手許現金及び現金同等物	23	35	(12)	-34.3%
その他の流動投資	2,114	2,038	76	3.7%
合計	**6,801**	**11,041**	**(4,240)**	**-38.4%**

注記36. 売却目的保有に分類される処分グループに含まれる資産及び負債-*5,919 百万ユーロ及び2,316 百万ユーロ*

2023年度の売却目的保有資産の増減内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ		流動及び非流動資産との振替	処分及び連結範囲の変動	減損	為替換算差額	投資	その他の変動	
	2022年12月31日現在							2023年12月31日現在
有形固定資産	3,304	3,574	(3,440)	(263)	(59)	820	(228)	3,708
無形資産	334	719	(328)	16	(14)	29	(41)	715
のれん	-	616	(46)	(1)	3	-	-	572
繰延税金資産(1)	217	146	(88)	-	(56)	-	(23)	196
持分法適用投資	27	116	(142)	-	-	-	-	1
その他の非流動資産(2)	50	37	(222)	-	-	-	170	35
非流動金融資産及び有価証券(2)	75	-	(29)	-	(45)	-	(1)	-
非流動金融資産	138	-	(85)	-	(3)	-	(50)	-
流動金融資産及び有価証券	43	1	(20)	-	(32)	-	9	1
その他の流動金融資産	9	2	(11)	-	-	-	-	-
現金及び現金同等物	425	259	(320)	-	(40)	-	(63)	261
棚卸資産、営業債権、及びその他の流動資産	1,533	351	(1,479)	-	29	-	(4)	430
合計(1)	**6,155**	**5,821**	**(6,210)**	**(248)**	**(217)**	**849**	**(231)**	**5,919**

(1) 2022年12月31日現在の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号の修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。
(2) 2022年12月31日現在、「その他の非流動資産」には、上表で個別に報告されている「非流動金融資産及び有価証券」が含まれている。

負債の推移内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ		流動及び非流動負債との振替	処分及び連結範囲の変動	為替換算差額	その他の変動	
	2022年12月31日現在					2023年12月31日現在
長期借入金	775	663	(908)	(49)	249	730
リスク及び費用における引当金 - 非流動部分	33	33	(34)	-	4	36
繰延税金負債(1)	246	563	(192)	(70)	(42)	505
退職後給付及びその他の従業員給付	23	4	(22)	(3)	3	5
非流動金融負債	69	-	(80)	(2)	23	10
非流動契約負債	442	-	(453)	-	11	-
その他の非流動負債	179	19	(149)	(8)	13	54
短期借入金	642	217	(189)	(10)	(384)	276
1年内返済予定の長期借入金	18	100	(9)	(5)	41	145
リスク引当金繰入額、1年以内	33	10	(64)	(2)	32	9
その他の流動金融負債	12	8	(17)	-	6	9
営業債務及びその他の流動負債	894	385	(705)	11	(48)	537
合計(1)	**3,366**	**2,002**	**(2,822)**	**(138)**	**(92)**	**2,316**

(1) 2022年12月31日現在の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号の修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

この項目には、基本的に、正味帳簿価額として把握される取得原価と見積実現可能価額のいずれか低い金額で測定される資産が含まれ、経営上の決定により、この項目に分類するための「IFRS第5号-売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」の要件を満たす。

2023年12月31日現在の売却目的保有資産及び関連負債の残高は、それぞれ5,919百万ユーロ及び2,316百万ユーロであり、主に以下のとおりである。

- イタリアの3SUN：3SUN Srlの社会資本の50%持分の売却交渉がまとまり、その純資産はIFRS第5号に従って「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に再分類された。
- 北米：約150MWの稼働中の地熱発電所や太陽光発電所を含む、米国の再生可能エネルギー・ポートフォリオに関する資産。
- ペルー:EnelDistribuciónPerúSAAが保有する配電・供給資産、Enel XPerúSACが保有する先進的なエネルギーサービス資産、EnelGeneraciónPerú、CompañíaEnergéticaVeracruz及びEnelGeneraciónPiuraが保有する発電資産（現在行われている交渉に基づき、IFRS第5号で定められた要件を満たしているもの）。
- コロンビア：建設中のウィンドペシ風力発電所は、現在進行中の交渉に基づき、IFRS第5号の要件を満たしている。

2023年で処分された売却目的保有に分類されていた資産には以下のものが含まれる。

- 2023年上半期、エネル・ジェネラシオン・コスタネラ、インヴェルソラ・ドック・スッド、セントラル・ドック・スッドの発電会社はアルゼンチンで売却され、エネル・グリーン・パワー・インディアはアヴィキラン・ソーラー・インディア・プライベート・リミテッドを通じて保有する純資産の支配権を放棄したが、同社に対する払込済み株式資本の51%の残余持分は維持した。
- 2023年第3四半期に、子会社であるエネル・グリーン・パワー・スパは、オーストラリアにおけるグループの再生可能エネルギー資産すべてを保有する2つの会社（特にエネル・グリーン・パワー・オーストラリア（Pty）リミテッドとエネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト）の50%を国際石油開発帝石に売却した。
- 2023年第4四半期中、エネルグループは子会社のエンデサ・ジェネラシオンSAUを通じて、テクナトムSAの全持分の売却を完了した。

上記の取引による財務上の影響については、注記9「期中の主な取得及び処分」を参照されたい。

以前は非継続事業に分類されていたいくつかの資産は2023年に処分された。特に第4四半期には、ルーマニアで保有する全株式の売却を完了した。最後に、エネル・グリーン・パワー・ヘラス社の株式50%の売却が完了した。
上記の取引による財務上の影響については、注記7「非継続事業」及び注記9「期中の主な取得及び処分」を参照されたい。

注記37.エクイティ *45,109百万ユーロ*

37.1親会社の所有者に帰属する持分*- 31,755 百万ユーロ*

百万ユーロ	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
株式資本	**10,167**	**10,167**	**-**
自己株式準備金	**(59)**	**(47)**	**(12)**
その他の準備金	**6,551**	**2,740**	**3,811**
資本準備金	7,496	7,496	-
資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	6,553	5,567	986
法定準備金	2,034	2,034	-
その他の準備金	2,341	2,332	9
為替換算準備金	(5,289)	(5,912)	623
ヘッジ準備金	(1,393)	(3,553)	2,160
ヘッジ費用準備金	(38)	(81)	43
FVOCIで測定された金融商品から生じた準備金	10	(22)	32
持分法適用投資から生じた準備金	(375)	(476)	101
数理計算上の準備金	(1,185)	(1,063)	(122)
支配喪失を伴わない株主持分の売却から生じた準備金	(2,390)	(2,390)	-
非支配持分の取得から生じた準備金	(1,213)	(1,192)	(21)
利益剰余金(1)	**15,096**	**15,795**	**(699)**
親会社株主帰属持分(1)	**31,755**	**28,655**	**3,100**

(1) 2022年度の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

株式資本*- 10,167 百万ユーロ*

2023年12月31日現在、エネルSpAの全額払込済み株式資本は101億6,667万9,946ユーロであり、額面1ユーロの普通株式が同数含まれている。エネルSpAの株式資本は2022年12月31日時点の報告額から変更されていない。

2023年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付政令第58号第120条に基づきCONSOBに提出され親会社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の株式資本の3%を超える持分を有する株主は、経済財務省（持株比率23.585%）及びブラックロック・インク（資産運用目的で保有する持株比率5.023%）であった。

自己株式準備金*- €(59) 百万ユーロ*

2023年12月31日現在、自己株式は額面1.00ユーロのエネル・スパの普通株式9,262,330株（2022年12月31日現在7,153,795株）に相当し、公認の仲介業者を通じて総額59百万ユーロで購入された。

その他の準備金-6,551*百万ユーロ*

株式プレミアム準備金 *- 7,496百万ユーロ*

イタリア民法第2431条に従い、株式プレミアム準備金には、額面以上の価格で株式が発行された場合、株式の発行価格と額面金額との差額（社債からの転換によるものを含む）が含まれる。資本準備金である準備金は、法定準備金がイタリア民法典第2430条に基づき設定された閾値に達するまで分配することはできない。

資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債 *- 6,553百万ユーロ*

当該準備金は、海外投資家向けのユーロ建て非転換劣後永久ハイブリッド債券の取引費用控除後の名目価値を報告するものである。

準備金の986百万ユーロの変動は、取引費用控除後で1,738百万ユーロの新規債券の発行を反映したもので、取引費用を含む752百万ユーロの旧債券の買戻し及びその後の消却により一部相殺された。

2023年には、182百万ユーロのクーポンが永久ハイブリッド債の保有者に支払われた。

法定準備金- *2,034 百万 ユーロ*

法定準備金は、イタリア民法典第2430条に基づき、配当として分配することができない純利益の一部を配分するものである。

その他の準備金- *2,341百万ユーロ*

これらには、エネルが公的事業体から株式会社に移行した際に実施された価値調整の残りの部分に関連する2,215百万ユーロが含まれる。
統一所得税法第47条に基づき、この金額は分配時に課税所得を構成しない。

換算準備金 - *(5,289) 百万ユーロ*

当期における 623百万ユーロの増加は主に、ルーマニア、インヴェルソラ・ドック・スッド及びセントラル・ドッ ク・スッド、エネル・ジェネラシオン・コスタネラの保有株式に関連する連結範囲の変更、ならびに主にチリと米 国の海外子会社が使用する機能通貨がユーロ（親会社の表示通貨）に対して正味で下落したことによるものである。

ヘッジ準備金 - *(1,393) 百万ユーロ*

これには、ヘッジ・デリバティブの測定により資本に認識された費用（純額）が含まれる。当期内での変動は主に商品価格の動向によるものである。

ヘッジ費用引当金 - (38)百万ユーロ

IFRS第9号の適用により、この準備金には通貨ベーシス・ポイント及びフォワード・ポイントの公正価値損益が含まれる。2023年の変動は主に商品価格の動向によるものである。

FVOCIでの金融商品の測定による準備金 - 10百万ユーロ

これには金融資産に係る正味未実現公正価値評価損が含まれる。

持分法による投資準備金 - *(375)百万ユーロ*

この準備金は、持分法で直接認識される包括利益の持分相当額を報告するものである。2023 年の変動は主にスロバキア電力ホールディングのヘッジ準備金の変動に起因する。

数理計算上の準備金 - *(1,185)百万ユーロ*

この準備金には、税効果控除後の従業員給付債務に係る数理計算上の差異が含まれる。

支配権の喪失を伴わない持分処分による積立金 - *(2,390)百万ユーロ*

この項目は主として以下の項目を報告する。

- **エネル・グリーン・パワー株式の公募に係る、処分関連費用及び関連課税費用控除後の利得の計上**
- **エネルシス（現在のエネル・アメリカス及びエネル・チリ）の増資の結果として認識された非支配持分の売却。**
- **エンデサの21.92%の株式公募による、売却に関連する費用と関連税金を差し引いたキャピタル・ロス。**
- **エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズの非支配持分の第三者への処分。**
- **エンデサ・アメリカスとチレクトラ・アメリカスのエネル・アメリカスへの合併の影響。**
- **エネル・グリーン・パワー・カナダが保有するピンチャー・クリークLPとリバービューLPの株式49%の処分による影響。**

非支配持分の取得による積立金 *- (1,213)百万ユーロ*

当該準備金は主に、ラテンアメリカで既に支配している会社の追加的な持分を第三者から取得した後に取得した持分の帳簿価額に対する取得価格の超過額を含む。

当年度の変動額（21百万ユーロ減）は主に、エネル・グリーン・パワー・ペルー、エネルヘティカ・モンソン及びエンプレサ・デ・ジェネレーション・エレクトリカ・ロス・ピノス（合併事業体）のエネル・ジェネラシオン・ペルー（買収事業体）への合併による影響を反映したものであり、当グループが保有するこれらの会社の持分比率を変更した。

利益剰余金*- 15,096 百万ユーロ*

この準備金は、他の準備金に分配又は配分されていない過年度の利益を報告するものである。

前へ　　次へ

非支配株主持分及び関連する税効果を含め、その他の包括利益における直接認識された利得又は損失の増減を示した表は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			変動					2023年12月31日現在		
	合計	***うち親会社の所有者***	***うち非支配持分***	**当期に資本に認識された利益／損失**	**損益に計上**	**税金**	**合計**	***うち親会社の所有者***	***うち非支配持分***	**合計**	***うち親会社の所有者***	***うち非支配持分***
為替換算準備金	**(10,900)**	(5,424)	(5,476)	(504)	-	-	**(504)**	*(415)*	(89)	**(11,404)**	(5,839)	(5,565)
ヘッジ準備金	**(4,656)**	(3,573)	(1,083)	1,146	2,512	(947)	**2,711**	2,111	*600*	**(1,945)**	(1,462)	(483)
ヘッジ費用準備金	**(111)**	(91)	(20)	75	(16)	(10)	**49**	43	6	**(62)**	(48)	(14)
FVOCIで測定された金融商品から生じた準備金	**(33)**	(32)	(1)	12	-	(1)	**11**	15	(4)	**(22)**	(17)	(5)
持分法適用会社のOCI比率	**(586)**	(601)	15	92	-	6	**98**	*97*	1	**(488)**	(504)	16
その他の会社に対する持分投資の測定による積立金	**(19)**	(19)	-	3	-	-	**3**	3	-	**(16)**	(16)	-
数理計算上の準備金	**(1,474)**	(1,016)	(458)	(217)	-	66	**(151)**	(120)	(31)	**(1,625)**	(1,136)	(489)
資本に認識された利益(損失)合計	**(17,779)**	**(10,756)**	**(7,023)**	**607**	**2,496**	**(886)**	**2,217**	**1,734**	**483**	**(15,562)**	**(9,022)**	**(6,540)**

前へ　次へ

37.2 配当金

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2022年度の支払配当金		
2021年度の配当金	3,861	0.38
2022年度の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2022年度の支払配当金合計	**3,861**	**0.38**
2023年度の支払配当金		-
2022年の配当	4,064	0.40
2023年中間配当 (2)	-	-
特別配当金	-	-
2023年の配当総額	**4,064**	**0.40**

(1) 2022年11月3日に取締役会で承認され、2023年1月25日から支払われる（1株当たり0.20ユーロの中間配当、総額2,033百万ユーロ）。
(2) 2023年11月7日に取締役会で承認され、2024年1月24日から支払われる（1株当たり0.215ユーロの中間配当、総額2,186百万ユーロ）。

配当金は、それぞれの「基準日」における自己株式による金額を控除して表示している。これらの株式は回収が放棄され、「利益剰余金」に割り当てられた。
2023年度の配当金は1株当たり0.43ユーロ、総額4,372百万ユーロ（うち1株当たり0.215ユーロ、総額2,186 百万ユーロはすでに中間配当として支払い済み）。2024年5月23日の株主総会に一括提案される。
これらの連結財務諸表には、2023年の配当金の株主への分配の影響は考慮されていない。ただし、2023年の中間配当金に関する株主への債務は考慮されていない。中間配当金は、2023年11月7日の取締役会で2,186百万ユーロを上限として承認され、2024年1月24日から2024年1月23日の基準日現在で保有する自己株式10,085,106株に係る部分を控除して支払われた。
また2023年には、永久ハイブリッド債の保有者に182百万ユーロの利札を支払った。

資本管理

当グループは、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当グループの発展を支援することを資本管理の目的としている。特に、当グループは、株主において満足できる利益の達成を可能にするための充分な資本構成を維持するとともに、充分な格付けを維持することで、外部の資金調達源へのアクセスの確保を目指している。

この観点から、当グループは資本構成を管理し、経済状況の変化に応じて資本構成を調整する。2023年では、目的、方針、プロセスに実質的な変更はなかった。

このため、当グループは、自己資本に対する負債水準の動向を常に監視している。2023年及び2022年の12月31日、の状況は、以下の表に要約される。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
非流動金融債務	61,093	68,191	(7,098)
正味流動財務状態	2,907	(3,315)	6,222
非流動金融資産及び長期有価証券	(3,837)	(4,213)	376
純金融負債(1)	**60,163**	**60,663**	**(500)**
親会社の所有者に帰属する持分	31,755	28,655	3,100
非支配持分	13,354	13,425	(71)
エクイティ(2)	**45,109**	**42,080**	**3,029**
有利子負債／自己資本比率	**1.33**	**1.44**	**(0.11)**

(1) グループの純金融債務の動向の分析を容易にし、経年比較可能性を高めるため、経営陣は、貸出金の為替変動リスクをヘッジするために使用されるキャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値を除外することを決定した。従って、数値の比較可能性を向上させるため、2022年12月31日現在の純金融負債を再計算する必要があった。

(2) 2022年度の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

財務レバレッジを示す有利子負債／自己資本比率の低下は、基本的に、当期利益の計上による自己資本の増加、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブの測定による引当金の増加、及び外貨建て財務諸表の換算準備金の範囲の変更に起因するものであり、配当金の分配により一部のみ相殺された。純金融債務の減少はさらに寄与した。

表中の各項目の内訳は注47を参照のこと。

37.3 非支配持分-*13,354百万ユーロ*

以下の表は、地域別の非支配持分の構成を示している。

百万ユーロ	非支配持分		非支配持分に帰属する当期利益	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
イタリア	-	1	-	-
イベリア	5,470	5,321	192	713
ラテンアメリカ	7,665	7,422	666	857
欧州	-	328	3	(342)
北米	151	218	(39)	10
アフリカ、アジア及びオセアニア	68	135	7	-
合計	**13,354**	**13,425**	**829**	**1,238**

非支配持分の変動は主に、配当金の分配及びルーマニアにおける持分売却の影響を反映している。これらの影響は、当期業績、ハイパーインフレの影響及びキャッシュ・フロー・ヘッジ商品の価値調整により相殺された。

重要な非支配持分を有する子会社に関するIFRS第12号の財務開示要件は以下の通りである。
2022年12月31日現在の数値は、2023年1月1日以降に開始する年次報告期間から適用されるIAS第12号の修正条項の影響を考慮して調整されている。詳細については、注記8「比較開示の修正再表示」を参照のこと。

前へ　　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
子会社						
エネル・アメリカス	27,578	29,635	8,459	5,430	36,037	35,065
エネル・チリ	10,810	11,094	1,722	1,541	12,532	12,635
エンデサ	43,701	45,125	4,033	11,166	47,734	56,291

百万ユーロ	非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分		親会社の所有者に帰属する持分		非支配持分	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
子会社												
エネル・アメリカス	10,466	11,569	7,314	6,208	17,780	17,777	18,257	17,288	12,936	12,136	5,321	5,152
エネル・チリ	3,706	4,222	2,730	2,460	6,436	6,682	6,096	5,953	3,753	3,683	2,343	2,270
エンデサ	16,018	18,523	10,045	17,372	26,063	35,895	21,671	20,396	16,202	15,081	5,469	5,315

百万ユーロ	収益合計		税引前利益		継続事業からの利益		親会社株主帰属利益		非支配持分帰属利益	
	2023年度	2022年度	**2023年度**	2022年度	**2023年度**	2022年度	**2023年度**	2022年度	**2023年度**	2022年度
子会社										
エネル・アメリカス	13,400	14,696	1,639	1,015	877	221	504	(90)	373	311
エネル・チリ	4,678	6,450	996	1,971	748	1,458	456	913	292	545
エンデサ	25,423	32,714	839	3,055	595	2,244	402	1,534	193	710

前へ　　次へ

注記38.借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
長期借入金	61,085	68,191	9,086	2,835
短期借入金	-	-	4,769	18,392
合計	**61,085**	**68,191**	**13,855**	**21,227**

借入金の性質に関する詳細については、注記48.2**「カテゴリー別金融負債」を参照のこと。**

注記39.従業員給付*-2,320百万ユーロ*

当グループは従業員に対し、繰延報酬手当、年齢制限又は老齢年金の受給資格に達した場合の追加支給月数、勤続年数を達成した場合のロイヤルティ・ボーナス、付加的な退職金制度及び医療制度、家庭用電気料金の割引や同様の手当など、さまざまな福利厚生を提供している。より具体的には、

- **＞ イタリアの場合、「年金給付」の項目は、退職した役員の補足的退職制度に基づく給付、及び雇用関係が終了した時点で法律又は契約に基づき職員に給付される給付をカバーするために発生する見積額に関するものである。外国企業については、退職後給付に関する項目であり、最も重要なのはスペインのエンデサの年金制度である。年金制度は、従業員の年功と企業によって異なる3つのタイプに分類される。一般的に、2000年10月25日の枠組み合意に基づき、従業員は特定の確定拠出年金制度に加入し、在職中の従業員の障害又は死亡の場合には、適切な保険契約でカバーされる確定給付制度に加入する。さらに、同グループは、(i) 先に述べた枠組み協約で導入された変更前の電力業界団体協約の対象となるエンデサの現従業員及び退職従業員、及び(ii) 過去に合併したカタルーニャ企業 (Fecsa/Enher/HidroEmpordà) の従業員を対象とする、2つの限定加入制度を有している。いずれも確定給付型制度であり、給付は全額保険で賄われるが、前者の制度は退職した従業員が死亡した場合の給付を例外としている。最後に、ブラジル企業も確定給付制度を設けている。**
- **＞ 「電力割引」の項目には、特に外国企業に関連する電力供給に関する特典が含まれている。**
- **＞ 「健康保険」は、在職者又は退職者に対する医療費給付をいう。**
- **＞ 「その他の福利厚生」の項目は、主にロイヤリティ・ボーナスに関するものであり、これは様々な国で採用されており、イタリアでは、勤続年数(勤続25年目と35年目) の達成に応じて、電気労働者の全国団体交渉協定の対象となる従業員にボーナスを与えることができる福利厚生に対する推定負債である。また、特定の条件の下で、特定の会社の管理職に金銭的賞与を与えることを規定するその他のインセンティブ・プランも含まれる。**

次の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の退職後給付及びその他の長期従業員給付に係る確定給付債務の変動ならびに当該債務と数理計算上の負債との調整を報告している。

百万ユーロ	2023年度					2022年度				
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減										
過年度の数理計算上の債務の変動										
期首現在の数理計算上の債務	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**	**4,240**	**410**	**206**	**190**	**5,046**
当期の勤務費用	9	1	3	(1)	12	13	1	5	13	32
利息費用	336	8	9	4	357	320	7	8	5	340
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-
財務上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	224	8	6	3	241	(533)	(93)	(38)	(18)	(682)
経験に基づく調整	(43)	(12)	6	1	(48)	119	(80)	8	1	48
過去勤務費用	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	(3)
精算による(利得)／損失	-	-	-	-	-	(163)	-	-	-	(163)
為替換算差額	145	1	4	(4)	146	335	-	6	(1)	340
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
給付支払額	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)	(470)	(15)	(13)	(44)	(542)
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)
資産への振替	41	-	-	-	41	8	-	-	-	8
売却目的保有に分類される処分グループに含まれる負債	1	-	-	(4)	(3)	(101)	(6)	(20)	(22)	(149)
期末現在の数理計算上の債務 (A)	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**
年金資産の増減										
期首現在の年金資産の公正価値	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**	**2,348**	**-**	**-**	**-**	**2,348**
受取利息	200	-	-	-	200	193	-	-	-	193
受取利息に含まれる金額を除く年金資産の期待収益率	(52)	-	-	-	(52)	(184)	-	-	-	(184)
為替換算差額	89	-	-	-	89	213	-	-	-	213
雇用主拠出	331	14	14	11	370	286	15	13	22	336
従業員拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
給付支払額	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)	(470)	(15)	(13)	(22)	(520)
その他の支払	-	-	-	-	-	(163)	-	-	-	(163)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	(99)	-	-	-	(99)
期末現在の年金資産の公正価値 (B)	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**
資産シーリングの効果										
期首現在の資産シーリング	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**
受取利息	6	-	-	-	6	2	-	-	-	2
資産シーリングの変動	(26)	-	-	-	(26)	27	-	-	-	27
為替換算差額	3	-	-	-	3	2	-	-	-	2
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
期末現在の資産シーリング (C)	40	-	-	-	40	57	-	-	-	57
財政状態計算書上の純負債 (A-B+C)	**1,826**	**216**	**176**	**102**	**2,320**	**1,698**	**224**	**162**	**118**	**2,202**

認識された負債は2,320百万ユーロとなり、主に、金利(割引率及びインフレ率)の全般的な不利な展開に伴う金融前提の変更を反映して認識された減損損失を反映して、2022年度比で118百万ユーロ増加した。通常の年次変動に加え、2023年にペルーのエネル・ジェネラシオン・ペルーSAAとエネル・ディストリビューシオン・ペルーSAAの数理計算上の債務が売却目的保有に再分類された。さらに、スペインのAsociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIEの制度の数理計算上の測定は、同社により引受けられた債務に関して剰余になったことから、貸借対照表の特定の資産項目に組み替えられた。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
純損益に計上された(利得)／損失		
勤務費用及び過去勤務費用	17	22
純支払利息	163	149
精算による(利得)／損失	-	-
その他の長期給付に係る数理計算上の(利得)／損失	(5)	7
その他の変動	5	(20)
合計	**180**	**158**

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
その他の包括利益(利益)／損失の変動		
受取利息に含まれる金額を除く年金資産の期待収益率	52	184
確定給付制度に係る数理計算上の(利得)／損失	190	(614)
受取利息に含まれる金額を除く資産シーリングの変動	(26)	27
その他の変動	1	-
合計	**217**	**(403)**

損益に認識された費用の変動は22百万ユーロであった。従って、損益計算書への影響は大きくなるが、基本的には2022年並みとなる。
期末の財政状態計算書で認識された負債は、年金資産の公正価値を控除して計上されており、2023年12月31日現在で2,299百万ユーロである。「確定給付制度に係る数理計算上の損益」の項目は、2022年の大幅な増加と比較して、2022年は金利の低下に伴い増加している。
当該資産は全てスペイン及びブラジルで、その内訳は以下のとおりである。

%

	2023年度	2022年度
活発な市場における相場価格のある投資		
資本性金融商品	4	10
確定利付証券	73	66
投資不動産	3	3
その他	20	21
相場価格のない投資		
保険会社引受保有資産	-	-
その他	-	-
合計	**100**	**100**

従業員給付に関する負債及び年金資産の計算に使用された主な年金数理前提条件は以下の通りである。

	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	その他の国	イタリア	イベリア	ラテンアメリカ	その他の国
	2023年度				2022年度			
割引率	3.30%～3.40%	3.14%～3.47%	5.31%～10.09%	7.20%	3.60%～3.70%	3.57%～3.77%	5.40%～10.40%	3.75%～7.65%
インフレ率	2.30%	2.57%	3.00%～7.58%		2.30%	2.78%	3.00%～8.00%	2.40%～3.50%
昇給率	2.30%～4.30%	2.57%	4.55%～10.00%	10.00%	2.30%～4.30%	2.78%	3.80%～8.49%	3.00%～10.00%
医療費上昇率	3.30%	4.77%	7.63%～10.00%		3.30%	4.98%	7.12%～10.00%	-
年金資産期待収益率	-	3.22%～3.31%	9.99%～10.09%		-	3.76%～3.77%	10.40%	7.40%

以下の表は、確定給付債務の見積りに使用した数理計算上の前提条件を年度末時点で合理的に変更した場合に、確定給付債務に及ぼす影響を示す感応度分析の結果である。

	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付
	2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
割引率0.5% 減少	147	8	5	(6)	185	2	6	(17)
割引率0.5% 増加	(188)	(14)	(9)	(12)	(118)	(22)	(9)	(23)
インフレ率0.5%の増加	(49)	(4)	(9)	(12)	16	(11)	(8)	(21)
インフレ率0.5%の 減少	(30)	(4)	5	(6)	37	(10)	6	(16)
報酬の0.5% 増加	(28)	(4)	(19)	18	29	(10)	(2)	(17)
現在の年金支給額 0.5%の 増加	(28)	(4)	(19)	11	28	(10)	(2)	(20)
医療費1%の増加	-	-	(164)	-	-	-	(147)	-
現在及び退職従業員の平均寿命1年の増加	16	2	(15)	12	55	(9)	5	(17)

感応度分析は、個々の数理計算上の仮定の合理的な変化が確定給付債務に及ぼす影響を外挿するアプローチを用いており、その他の仮定は変更されていない。

次年度に確定給付型年金に拠出される予定の拠出金は243百万ユーロである。

以下の表は、確定給付型年金制度に関する今後数年間の給付支払見込額である。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
1年以内	447	427
1～2年	407	397
2～5年	1,120	1,124
5年超	1,739	1,826

注記40.引当金繰入額 - *7,312百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
訴訟、リスク及びその他の費用向け引当金						
- 原子炉の廃炉	571	-	571	581	-	581
- 用地の廃棄、撤去及び原状回復	2,517	160	2,677	2,686	247	2,933
- 訴訟	663	39	702	652	51	703
- 環境証書	-	250	250	-	292	292
- 税金及び関税	295	19	314	313	26	339
- その他	1,053	425	1,478	803	316	1,119
合計	**5,099**	**893**	**5,992**	**5,035**	**932**	**5,967**
早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金	154	128	282	231	192	423
エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金	765	273	1,038	789	201	990
合計	**6,018**	**1,294**	**7,312**	**6,055**	**1,325**	**7,380**

百万ユーロ		発生	戻入	利用	割引	用地廃棄及び回復引当金	連結範囲における変動	為替換算差額	その他の変動	売却目的で保有する処分グループに含まれる負債の再分類	
	2022年12月31日現在										2023年12月31日現在
訴訟、リスク及びその他の費用向け引当金											
- 原子炉の廃炉	581	-	-	-	17	(27)	-	-	-	-	571
- 用地の廃棄、撤去及び原状回復	2,933	47	(47)	(161)	-	(15)	-	(10)	(37)	(33)	2,677
- 訴訟	703	188	(105)	(118)	36	-	-	6	-	(8)	702
- 環境証書	292	241	-	(313)	-	-	-	-	30	-	250
- 税金及び関税	339	18	(19)	(40)	6	-	-	2	9	(1)	314
- その他	1,119	519	(24)	(151)	1	5	-	(8)	18	(1)	1,478
合計	**5,967**	**1,013**	**(195)**	**(783)**	**60**	**(37)**	**-**	**(10)**	**20**	**(43)**	**5,992**
早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金	423	28	(11)	(174)	18	-	-	-	(2)	-	282
エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金	990	209	(6)	(184)	35	-	-	-	(6)	-	1,038
合計	**7,380**	**1,250**	**(212)**	**(1,141)**	**113**	**(37)**	**-**	**(10)**	**12**	**(43)**	**7,312**

原子炉廃炉引当金

2023年12月31日現在の規定は、勅令1349/2003及び法律24/2005に従って原子力発電所の廃止措置に責任を負うスペインの公的機関であるエンレサによる廃止措置時に発生するであろう費用のみを反映するものである。一般的に、コストは、原子力発電所の廃止と閉鎖を規制する経済産業省によって承認された電力会社とエンレサとの間の標準契約に基づいて定量化される。想定される時間軸である3年間は、発電終了からエンレサへの発電所管理の移管までの期間（いわゆる操業後費用）に相当し、金額を見積もるために使用される様々な仮定のうち、コンセッション契約の規定に基づいてスペインの各原発の閉鎖日に予想される未使用核燃料の量を考慮している。

施設廃止、除却及び原状回復引当金

当該引当金は、法律上又は推定的な義務がある非原子力発電所の廃止及び除却に要する見積費用の現在価値を表している。この引当金は主にエンデサ･グループとエネル･プロドゥツィオーネを対象としている。2023年の引当金の変動は、主にイタリア、スペイン、チリで、脱炭素化プロセスに対応するために過年度に積み立てた引当金の使用と放出に関連している。

以下の表は、用地の除却、撤去及び原状回復に関連する支払いの時間的内訳をまとめたものである。

百万ユーロ

	期間層別支払額（額面）	割引額
1年以内	276	258
1年‐5年以内	1,147	1,045
5年超	2,636	1,374
合計	**4,059**	**2,677**

訴訟引当金

訴訟引当金は、係争中の訴訟及びその他の紛争に関する偶発負債に備えるものである。これには、当年度に発生した紛争に関連する潜在的な負債の見積り、及び社内外のコンサルタントの指摘に基づく過年度に開始された紛争に関連する潜在的なコストの見積りの修正が含まれる。訴訟残高は主にラテンアメリカ（396百万ユーロ）、スペイン（158百万ユーロ）、イタリア（116百万ユーロ）の企業に関するものである。
ブラジルの使用量及び放出量の増加に伴う減少が新たな未払金によって相殺されたため、2022年との比較ではほぼ横ばいである。

環境証書引当金

環境証書引当金は、国又は国際的な環境保護要件を遵守するために必要な環境証明書の不足に関する費用を賄うもので、主としてイベリア (EndesaEnergía及びEndesaGeneraciónSA) に関連している。

税金及び租税引当金

租税公課引当金は、直接税及び間接税に関する租税争訟から派生する見積負債をカバーしている。
引当金残高には、イタリアにおける地方固定資産税 (Imposta Comunale sugli Immobili-ICI又はImposta Municipale Unica-IMU) に関する現在及び潜在的な紛争に対する引当金も含まれている。当グループは、イタリアにおいて、係争中の訴訟に関連する可能性の高いリスクを定量化する目的、及び歳入庁及び地方自治体によりまだ評価されていないポジションについて将来課される可能性の高い費用について合理的な評価を行う 目的の両方から、当該税金の負債を見積もるにあたり、土地登記規則の動向（2016年1月1日より、発電プラントを 含む土地登記グループDに分類される建物の帰属賃料の算定から、生産プロセスに固有の機械、装置、設備及びそ の他のプラントを除外）を十分に考慮している。

その他の引当金

その他の引当金はさまざまなリスクや費用に対応するもので、主に規制当局との紛争や、各種義務や手数料などに関する地方当局との紛争に関連するものである。

その他の引当金の342百万ユーロの増加は、主にエネル再保険の保険金請求（217百万ユーロ）及び規制措置、大気現象、故障に対する引当金の発生に起因する。

早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画引当金

早期退職優遇措置及びその他のリストラ計画の引当金には、組織のニーズに応じた雇用契約の自発的終了に関する拘束力のある契約に関連する費用の見積額が含まれている。当年度の141百万ユーロの減少は、主にスペインとイタリアにおいて、特定の従業員の早期退職をカバーするために前期に設定されたインセンティブ引当金の使用を反映している。

エネルギー転換に伴う再編プログラムへの引当金

エネルギー移行の主導者としての役割を担う当社は、世界中の脱炭素化及び再生可能エネルギーの成長を戦略の中心に据えている。このような状況の中、エネルは、グループが事業を展開するすべての地理的地域の火力発電プラントを含むエネルギートランジションプロセスに関連する活動の再構築を開始した。その結果、プロセスやオペレーティング・モデルの見直しにより、従業員の役割やスキルの変更が必要となるが、当グループは、大規模な技能向上・再教育計画や希望退職者による早期退職の合意を伴う再配置プログラムに基づく、持続可能性の高い計画でこれを実施する予定である。また、デジタル化は、複数の外部要因に対応し、当グループ内のあらゆるレベルで十分な情報を得て熟慮された意思決定を行うために不可欠であるため、エネルギー移行はデジタル手法の漸進的かつ拡大的な導入に基づいている。

このため、2020年に事業再編プログラムに対する引当金が計上され、2023年12月31日現在、この引当金は1,038百万ユーロで、主にスペインとイタリアに帰属し、これは、エネルギー転換の加速に伴い、当グループがプロセス、業務モデル、従業員の役割とスキルの見直しに関連するすべての直接的及び間接的な活動に対して負担すると予想される費用である。2023年に新たに発生する費用は、主にスペインに関するもので、*Acuerdo Voluntario de Salida*（AVS）プランに対する引当金177百万ユーロの調整に伴うものである。

注記41.その他の非流動金融負債-*8百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
その他の非流動金融負債	8	-	8	-
合計	**8**	**-**	8	-

「その他の非流動金融負債」の変更は800万ユーロであり、純金融負債に含まれていたスペインの電力システムの赤字に関する非流動金融負債の認識に関連している。

注記42.その他の非流動負債 - *4,236百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
未払営業費用及び繰延収益	464	347	117	33.7%
平準化基金／市場及びエネルギーサービス事業者に対する負債	307	205	102	49.8%
タックス・パートナーシップの負債 > 12ヶ月	1,262	1,322	(60)	-4.5%
雑多な長期未払金	348	-	348	-
その他の項目	1,855	2,372	(517)	-21.8%
合計	**4,236**	**4,246**	**(10)**	**-0.2%**

「その他の項目」の変動は、主にブラジルのPIS/COFINS紛争（「その他の非流動資産」で既述）の結果に関連する「その他の負債」の減少401百万ユーロを反映している。「その他の非流動支払勘定」の項目には、NRRP補助金を授与された24件のプロジェクトに対する補助金の10%の前払いに関して、電子配分機関による348百万ユーロの徴収が報告されている。

注記43.その他の流動負債 - *14,760百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
顧客に対する債務	1,882	2,094	(212)	-10.1%
機関投資家に対する支払額	5,479	2,115	3,364	-
従業員に対する支払額	503	519	(16)	-3.1%
その他の税金負債	1,034	1,046	(12)	-1.1%
社会保障機構への未払額	235	215	20	9.3%
流動未払費用及び繰延収益	314	441	(127)	-28.8%
クローズド・エネルギー商品デリバティブ負債	437	285	152	53.3%
配当金	2,470	2,228	242	10.9%
タックス・パートナーシップの負債＜12ヶ月	271	241	30	12.4%
口座に対するその他の当座支払い	144	201	(57)	-28.4%
その他の負債	1,991	2,328	(337)	-14.5%
合計	**14,760**	**11,713**	**3,047**	**26.0%**

「その他の流動負債」の増減は、主に以下の項目を反映している。

＞ 「顧客預り金」の減少は、主に、市場会社がサービスを提供する顧客数の減少に伴うイタリアの顧客からの預り保証金の変動によるもので、配電システム費用の回復に伴う営業債権の増加により相殺された。イタリアでは、この項目には、主に未回収債権に対する付加価値税回収に関連する金額、顧客に利用可能な金額、及び過年度の料金制限を超過したために規制市場から自由市場へ移動した顧客に対して配給会社に代わって行われる払い戻しなど、顧客に対する様々な諸費用の減少も含まれる。この減少は、販売セグメントにおける回収額、加工額及び補償債務の増加によって相殺された。

＞ 主にイタリア、特にe-distribuzione SpAに帰属する、再生可能エネルギーとコジェネレーションの支援に関連する料金、及びARERA決議番号で決定されたその他の料金（AsosとArimのコンポーネント）の2023年の段階的な回復のための「機関市場運営者への支払額」の増加。735/2022、134/2023、297/2023、419/2023、及びスペイン、特にEディストリビューション・デジタル・ネットワークスに対して、地方規制機関である国家競争市場委員会 (CNMC) への増額の要請。

＞ 株主（基本的には親会社であるエネル・スパ及びスペインの子会社エンデサSA）に分配される「配当金」に対する負債の増加。

＞ イタリアのエネルギー商品で決済されるデリバティブに関する負債の増加。

＞ 「その他の負債」の減少は、主にスペインとブラジルにおける負債の減少に起因する。

注記44. 営業債務 - *15,821百万ユーロ*

この項目の総額は15,821百万ユーロ(2022年12月31日現在 17,641百万ユーロ)であり、電力供給、燃料、資材、入札に関連する設備、その他のサービスに関する債務を含む。

より具体的には、支払期限が12カ月未満の営業債務は15,487百万ユーロ(2022年12月31日現在(17,605百万ユーロ)、12カ月以上の営業債務は334百万ユーロ(2022年12月31日現在 36百万ユーロ)であった。

注記45. その他の流動金融負債 - *909百万ユーロ*

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
未払金融費用及び繰延金融収益	734	710	24	3.4%
純金融負債に含まれるその他の流動金融負債	1	-	1	-
その他の負債	174	143	31	21.7%
合計	**909**	**853**	**56**	**6.6%**

その他の流動金融負債の増加は、主に未払費用の増加に起因する。
この項目には、純金融負債に含まれる1百万ユーロのスペイン電力システムの赤字に関する流動金融負債も含まれる。

連結キャッシュ・フロー計算書に関する情報

注記46.キャッシュ・フロー

百万ユーロ

		2023年度	2022年度	増減
現金及び現金同等物期首残高	(1)	**11,543**	**8,990**	**2,553**
営業活動によるキャッシュ・フロー	(2)	14,620	8,649	5,971
うち非継続事業		132	(391)	
投資活動による／(に用いた) キャッシュ・フロー		(10,610)	(13,626)	3,016
うち非継続事業		(442)	(351)	
財務活動によるキャッシュ・フロー	(2)	(8,361)	7,394	(15,755)
うち非継続事業		(16)	656	
為替変動が現金及び現金同等物に与える影響		(49)	136	(185)
現金及び現金同等物の期末残高	(3)	**7,143**	**11,543**	**(4,400)**

(1) そのうち、現金及び現金同等物が2023年1月1日現在で11,041百万ユーロ (2022年1月1日現在、8,315百万ユーロ)、短期証券が2023年1月1日現在で78百万ユーロ (2022年1月1日現在、88百万ユーロ)、売却予定資産に関連する現金及び現金同等物が2023年1月1日現在で98百万ユーロ(2022年1月1日現在、44百万ユーロ)、非継続事業に関連する現金及び現金同等物が2023年1月1日現在で326百万ユーロ(2022年1月1日現在、543百万ユーロ)である。

(2) 財務活動によるキャッシュ・フロー表示を改善するため、比較目的に限り、実現した借入金に関連する金融収益及び金融費用を、財務活動によるキャッシュ・フローの「借入金に関連するデリバティブの回収／支払」から、営業活動によるキャッシュ・フローに含まれる「受取利息及びその他の金融収益」及び「支払利息及びその他の金融費用」( ) に組み替えた。

(3) その内訳は、2023年12月31日現在の現金及び現金同等物6,801百万ユーロ(2022年12月31日現在、11,041 百万ユーロ)、2023年12月31日現在の短期証券81百万ユーロ(2022年12月31日現在、78百万ユーロ)、2023年12月31日現在の売却予定資産に係る現金及び現金同等物261百万ユーロ(2022年12月31日現在、98百万ユーロ)、2022年12月31日現在の非継続事業に係る現金及び現金同等物は326百万ユーロである。

2023年の営業活動からのキャッシュ・フローは14,620**百万ユーロのプラスとなり、**2022**年に比べて**5,971**百万ユーロ増加した。これは主に、正味運転資本の変動に伴う現金必要額の減少によるものである。**

2023年の投資活動に使用されたキャッシュ・フローは10,610**百万ユーロとなり、**2022**年の**13,626**百万ユーロから増加した。**
より具体的には、有形固定資産、無形資産、不動産投資及び契約資産への投資は13,563**百万ユーロ (売却可能資産に分類される**849**百万ユーロを含む) となり、**2022**年から減少した。**

取得した現金及び現金同等物を除いた会社又は事業単位における投資は17**百万ユーロ** (2022**年は**1,275 **百万ユーロで、主に**ERG Hydro Srl (**現在の**Enel Hydro Appennino Centrale Srl) **の**100%**をエネル・プロドゥツィオーネ**SpA**が、**69**百万ユーロの現金及び現金同等物を除く**1,196**百万ユーロで取得したことによる) である。**

事業又は事業単位の売却は、売却した現金及び現金同等物を差し引いて2,083百万ユーロであり、主に以下に相当する。

- エネル・アルゼンチンによるエネル・ジェネラシオン・コスタネラの全株式の28百万ユーロでの売却（売却した現金及び現金同等物14百万ユーロ控除後）。
- エネル・グリーン・パワー・インディア社は、キドラット・リニューアブル・エナジー社の全株式を4百万ユーロで売却した。
- YPF社及びPan American Sur SA社への、Inversora Dock Sud SA社及びCentral Dock Sud SA社保有の株式の売却（総額約29百万ユーロ、売却した現金及び現金同等物19百万ユーロ控除後）。
- コロンビアのバス会社Colombia ZE SASの株式の80%を約6百万ユーロで売却。
- オーストラリアで自然エネルギーに特化したグループ資産すべてを保有する2社、具体的にはエネル・グリーン・パワー・オーストラリア（Pty）Ltd及びエネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラストの50%を、総額121百万ユーロ（売却した現金及び現金同等物21百万ユーロ控除後）で国際石油開発帝石株式会社に売却。
- 総額1,013百万ユーロのルーマニア株式の売却（売却した現金及び現金同等物228百万ユーロ控除後）。
- グアテマラのTransmisora deEnergíaRenovable社の持分の売却。売却した現金及び現金同等物11百万ユーロを差し引いた合計22百万ユーロ。
- エネル・チリが保有するアルカディア・ジェネラシオン・ソーラーSAの権益をソネディックス社に（現金及び現金同等物の売却額2百万ユーロを差し引いた合計533百万ユーロ）。
- エネル・グリーン・パワー社が100%出資するギリシャの自然エネルギー専門子会社エネル・グリーン・パワー・ヘラス社の50%をマッコーリー・アセット・マネジメント社に売却したが、売却した現金及び現金同等物29百万ユーロを差し引いた総額322百万ユーロ。

2023年におけるその他の投資活動からのキャッシュ・フローは474百万ユーロであり、主に以下を反映している。

- テクナトムSAの全株式を総額26百万ユーロで売却した。この取引による損益への影響はない。
- ルスネルゴスビートLLCの保有株式を83百万ユーロで売却。
- 主にイタリア、イベリア、北米及びラテンアメリカでの小規模な処分。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2022年度は7,394百万ユーロのプラスであった一方、8,361百万ユーロのマイナスとなったが、それは以下の項目を反映するためである。

- 純金融負債(返済、新規借入、その他の変化のバランスとして)の変化3,985百万ユーロ。
- 配当金5,135百万ユーロと永久ハイブリッド債保有者への配当金182百万ユーロの分配。
- 総額986百万ユーロのハイブリッド債発行。
- 特にオーストラリアにおいて、支配権の変更を伴わない子会社の増資が25百万ユーロ行われたこと。

2023年において、投資活動に使用されたキャッシュ・フローは10,610百万ユーロ、財務活動に使用されたキャッシュ・フローは8,361 百万ユーロであり、営業活動によるキャッシュ・フロー14,620百万ユーロを完全に吸収した。この差額は現金及び現金同等物の減少に反映されており、2023年12月31日現在の現金及び現金同等物は2022年末の11,543百万ユーロから7,143百万ユーロに減少した。この変化は、ユーロに対する現地通貨の為替レートがマイナスに推移したことによる影響も受けており、その額は49百万ユーロであった。

注記47. 正味財務状態、長期金融資産及び有価証券-60,163百万ユーロ

以下の表は、連結財政状態計算書の項目に基づく正味財務状態、長期金融資産及び有価証券を示す。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
長期借入金	38	61,085	68,191	(7,106)	-10.4%
その他の非流動金融借入金(1)	41	8	-	8	-
短期借入金	38	4,769	18,392	(13,623)	-74.1%
その他の流動金融借入金(2)		1	-	1	-
一年以内返済予定の長期借入金	38	9,086	2,835	6,251	-
正味金融債務に含まれるその他の非流動金融資産	29.1	(3,837)	(4,213)	376	8.9%
正味金融債務に含まれるその他の流動金融資産	30.1	(4,148)	(13,501)	9,353	69.3%
現金及び現金同等物	35	(6,801)	(11,041)	4,240	38.4%
合計(3)		**60,163**	**60,663**	**(500)**	**-0.8%**

(1) 「その他の非流動金融負債」は、財政状態計算書において「その他の非流動金融負債」として表示している。
(2) 「その他の流動金融負債」は、財政状態計算書の「その他の流動金融負債」に含まれている。
(3) 数値の比較可能性を向上させるために、2022年12月31日現在の純金融債務をエネルグループによる正味金融債務の新しい表示に従って再計算する必要があった。

財務状態は、2021年3月4日にESMAが発行し、2021年5月5日から適用されるガイドライン39、及び2021年4月29日にCONSOBが発行した警告通知No.5/2021に準拠して報告されており、この警告通知は、CESR勧告への言及及び2006年7月28日付通知No.DEM/6064293の純財務状態に関する言及を置き換えたものである。

2023年12月31日及び2022年12月31日現在の当グループの純金融負債は、当グループの表示方法に定める正味金融負債と調整されている。

百万 ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	
流動性				
手許現金及び現金同等物	23	35	(12)	-34.3%
銀行及び郵便貯金	4,664	8,968	(4,304)	-48.0%
流動性資産	**4,687**	**9,003**	**(4,316)**	**-47.9%**
現金同等物	**2,114**	**2,038**	**76**	**3.7%**
有価証券	81	78	3	3.8%
短期貸付資産	3,060	10,585	(7,525)	-71.1%
1年以内回収予定の長期貸付資産	1,007	2,838	(1,831)	-64.5%
その他の流動金融資産	**4,148**	**13,501**	**(9,353)**	**-69.3%**
流動性	**10,949**	**24,542**	**(13,593)**	**-55.4%**
流動金融債務				
銀行債務	(393)	(1,320)	927	70.2%
コマーシャル･ペーパー	(2,499)	(13,838)	11,339	81.9%
その他の短期借入金(1)	(1,878)	(3,234)	1,356	41.9%
流動金融負債（負債性金融商品を含む）	**(4,770)**	**(18,392)**	**13,622**	**74.1%**
一年以内返済予定の長期銀行借入金	(1,992)	(890)	(1,102)	-
発行社債（一年以内償還予定）	(6,763)	(1,612)	(5,151)	-
その他の借入金（一年以内返済予定）	(331)	(333)	2	0.6%
非流動金融負債（一年以内返済予定）	**(9,086)**	**(2,835)**	**(6,251)**	**-**
流動金融債務	**(13,856)**	**(21,227)**	**7,371**	**34.7%**
正味流動金融負債	**(2,907)**	**3,315**	**(6,222)**	**-**
非流動金融債務				
銀行借入金	(14,500)	(15,261)	761	5.0%
その他の借入金 (2)	(3,014)	(2,851)	(163)	-5.7%
非流動金融債務（一年以内返済予定及び負債性金融商品を除く）	**(17,514)**	**(18,112)**	**598**	**3.3%**
社債	**(43,579)**	**(50,079)**	**6,500**	**13.0%**
営業債務及びその他の重要な資金調達要素を有する無利息非流動負債	**-**	**-**	-	-
非流動金融ポジション	**(61,093)**	**(68,191)**	**7,098**	**10.4%**
「売却目的で保有する資産」に係る金融資産	**262**	**543**	**(281)**	**-51.7%**
「売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」に関する金融負債	**(1,150)**	**(1,435)**	**285**	**19.9%**
CONSOB指針に従った正味金融ポジション	**(64,888)**	**(65,768)**	**880**	**1.3%**
長期金融債権及び有価証券	**3,837**	**4,213**	**(376)**	**-8.9%**
(-)「売却目的保有資産」に係る金融資産	**(262)**	**(543)**	**281**	**51.7%**
(-)「売却目的保有に分類された処分グループに含まれる負債」に係る金融負債	**1,150**	**1,435**	**(285)**	**-19.9%**
正味金融債務 (3)	**(60,163)**	**(60,663)**	**500**	**0.8%**

(1) 財政状態計算書の「その他の流動金融負債」に含まれる流動金融借入を含んでいる
(2) 財政状態計算書の「その他の固定金融負債」に表示しているその他の非流動金融負債を含む。
(3) 数値の比較可能性を向上させるため、2022年12月31日現在の純金融負債をエネルグループによる正味金融負債の新しい表示に基づいて再計算する必要があった。

CONSOBの指図に基づく正味ポジションには、ヘッジ会計目的でヘッジとして指定されたデリバティブや、ヘッジ目的で取引されたデリバティブは含まれていない。

2023年12月31日現在、当該金融資産及び負債は、財政状態計算書上、以下の科目の下に区分して表示されている。2,383百万ユーロ(2022年12月31日現在3,970百万ユーロ)の「非流動金融デリバティブ資産」、6,407百万ユーロ(2022年12月31日現在14,830百万ユーロ)の「流動金融デリバティブ資産」、3,373 百万ユーロ(2022年12月31日現在5,895百万ユーロ)の「非流動金融デリバティブ負債」、6,461 百万ユーロ(2022年12月31日現在16,141 百万ユーロ)の「流動金融デリバティブ負債」である。

金融商品

注記48.カテゴリー別金融商品

当該注記は、利用者が当グループの財務状態及び業績に対する金融商品の重要度を評価するために必要な開示を提供するものである。

48.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号で規定されている金融資産の区分ごとの帳簿価額を流動金融資産と固定金融資産に区分し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブをそれぞれ示すものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	48.1.1	**5,709**	**5,732**	**28,495**	**40,176**
FVTOCIで測定される金融資産	48.1.2	**882**	**901**	**81**	**279**
FVTPLで測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融資産	48.1.3	206	473	4,443	12,075
FVTPLで測定されるその他の金融資産	48.1.3	4,341	3,442	219	1,048
FVTPLで測定される金融資産合計		**4,547**	**3,915**	**4,662**	**13,123**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ･デリバティブ	48.1.4	113	37	-	-
キャッシュ･フロー･ヘッジ･デリバティブ	48.1.4	2,064	3,460	1,964	2,755
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産の合計		**2,177**	**3,497**	**1,964**	**2,755**
合計		**13,315**	**14,045**	**35,202**	**56,333**

流動及び非流動デリバティブ資産の認識及び分類に係る詳しい情報は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳しい情報は、注記52「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

48.1.1 償却原価で測定される金融資産

以下の表は、性質上償却原価で測定する金融資産を流動金融資産と固定金融資産に分類したものである。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
現金及び現金同等物		-	-	35	6,772	10,169
営業債権	34	1,726	1,388	34	16,047	15,217
1年以内回収予定の長期貸付資産		-	-	30.1	1,007	2,838
現金担保		-	-	30.1	2,899	8,319
その他の金融資産	29.1	3,332	3,767	30.1	30	2,090
サービス委譲契約による償却原価で測定される金融資産	29	310	295	29	14	12
償却原価で測定されるその他の金融資産		341	282		1,726	1,531
合計		**5,709**	**5,732**		**28,495**	**40,176**

償却原価で測定する金融資産の減損

2023年12月31日現在、償却原価で測定する金融資産は34,202百万ユーロ（2022年12月31日現在、45,788百万ユーロ)であり、2023年12月31日現在、合計4,098百万ユーロ（前年末は4,087百万ユーロ)の予想信用損失引当金を控除して認識されている。

当グループが減損テストの対象となった償却原価で測定する金融資産は、主に次のとおり。

- 現金及び現金同等物。
- 営業債権及び契約資産。
- 貸付資産。
- その他の金融資産。

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を用いて決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額、及び受領すると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（すなわち不足分全額）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

ECLの計算には、当グループは2つの異なるアプローチを適用している。

- 営業債権、契約資産及びリース債権以外の金融資産においては、一般的アプローチ。当該アプローチは、当初認識以降の信用リスクにおける著しく増大した評価に基づき、各報告日時点の、当初認識日のPDと報告日におけるPDを比較して実施される。

  その後、評価の結果に基づき、損失引当金が12か月のECL又は全期間のECLに基づき認識される（すなわちステージング）。
  - 当初認識以降の信用リスクの著しい増大がない金融資産においては12か月ECL。
  - 信用リスクが著しく増大した金融資産又は信用失墜した金融資産(すなわち、遅延情報に基づいてデフォルトした)に係る生涯ECL。
- 営業債権、契約資産、リース債権については、信用リスクの変動を追跡せずに、有効期間ECLに基づく簡易アプローチを採用。

ポートフォリオ又は金融商品に関連するリスクに影響を与える可能性のある将来の事象及びマクロ経済の動向を反映するために、定性的及び定量的情報を考慮して将来見通しの調整を適用する場合がある。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの増加の評価は、以下について実施することができる。

- 債権が個別に重要である場合、及び合理的かつ裏付け可能な情報に基づいて減損が個別に特定されたすべての債権については、個別ベース。
- 合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、又は個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく入手可能ではない場合には、一括ベース。

金融資産全体又はその一部の回収の合理的な見込みがない場合は金融資産の帳簿価額の総額を減額する。

評価減は認識の中止が発生したことを表す（例、キャッシュ・フローに対する権利が法的又は契約的に消滅、移転又は失効）。

以下の表は、一般的な簡便化アプローチに基づき償却原価で測定した金融資産の予想信用損失を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	総額	予想信用損失引当金	合計	総額	予想信用損失引当金	合計
現金及び現金同等物	6,772	-	6,772	10,169	-	10,169
営業債権	21,548	3,775	17,773	20,388	3,783	16,605
貸付資産	7,579	311	7,268	17,262	248	17,014
償却原価で測定されるその他の金融資産	2,403	12	2,391	2,176	56	2,120
合計	**38,302**	**4,098**	**34,204**	**49,995**	**4,087**	**45,908**

当グループは、予想損失を測定するために、営業債権及び契約資産を個別ベース(例えば、政府機関、当局、金融取引先、卸売販売業者、貿易業者、大企業等)及び一括ベース(例えば、小売顧客)の両方で簡易アプローチにより評価を行っている。
個別評価の場合は、PDは通常外部プロバイダーから取得する。
それ以外、一括評価における、営業債権は、デフォルトの特定定義を考慮して、共通の信用リスク特性及び延滞ポジションに関する情報に基づきグループ化される。
各ビジネスと地域の規制フレームワーク、及びデフォルト率と回収率 (90日を超える回収率の予測を含む) を含む顧客ポートフォリオ間の違いに基づいて、次のようになる。

- 当グループは、主に180日間の延滞を一つのデフォルト状態と定義する。従って、この期限後の営業債権には信用減損が生じたと推定される。そして、
- 特定のクラスターは、特定の市場、ビジネス及びリスク特性に基づいて定義される。

契約資産は、同種の契約に対する営業債権と実質的に同じリスク特性を有する。
当グループは、営業債権及び契約資産のECLを一括して測定するために、ECLパラメーターに関して以下の仮定を用いている。

- PDは、平均デフォルト率と等しいと仮定し、クラスターごとに、少なくとも24か月の過去のデータを考慮して計算される。
- LGDは、実効金利を用いて割り引いた各クラスターの回収率の関数である。そして、
- EADは、発行されたが支払遅延していない請求書及び発行予定の請求書を含む現金預金を控除した報告日現在の帳簿価額に等しいと見積もられている。

以下の表は、一般的手法に基づく貸出資産の予想信用損失引当金の増減を報告している。

百万ユーロ	ECL12カ月支給額	ECL生涯支給額
2022年1月1日時点の期首残高	**65**	**169**
繰入	22	5
用途	-	-
損益への戻入	-	(11)
その他の変動	(58)	56
2022年12月31日時点の期末残高	**29**	**219**
2023年1月1日時点の期首残高	**29**	**219**
繰入	-	36
用途	-	11
損益への戻入	(32)	(6)
その他の変動	45	9
2023年12月31日時点の期末残高	**42**	**269**

以下の表は、営業債権に係る予想信用損失引当金の簡便法による増減を示している。

百万ユーロ	
2022年1月1日時点の期首残高	**3,663**
繰入	1,375
用途	(766)
損益への戻入	(265)
その他の変動	(224)
2022年12月31日時点の期末残高	**3,783**
2023年1月1日時点の期首残高	**3,783**
繰入	1,384
用途	(1,136)
損益への戻入	(210)
その他の変動	(46)
2023年12月31日時点の期末残高	**3,775**

以下の表は、簡便法によるその他の金融資産に係る予想信用損失引当金の償却原価による増減を示している。

百万ユーロ	ECL生涯支給額
2022年1月1日時点の期首残高	**154**
繰入	180
用途	-
損益への戻入	(1)
その他の変動	(277)
2022年12月31日時点の期末残高	**56**
2023年1月1日時点の期首残高	**56**
繰入	149
用途	-
損益への戻入	(1)
その他の変動	(192)
2023年12月31日時点の期末残高	**12**

注記49「リスク管理」は、信用リスク・エクスポージャー及び期待損失に関する追加的な情報を提供する。

48.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で評価されえう金融資産

以下の表は、その他の包括利益を通じて公正価値で評価される金融資産を流動金融資産と固定金融資産に区分して示している。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
FVOCIで表示されているその他の会社に対する投資	29	338	360		-	-
有価証券	29.1	505	447	30.1	81	78
FVOCIにおける債権及びその他の金融資産		39	94		-	201
合計		882	901		81	279

FVOCIで測定される金融資産の推移

その他の会社への投資

百万ユーロ	非流動	流動
2023年1月1日時点の期首残高	360	-
購入	-	-
売却	(7)	-
OCIを通じた公正価値の変動	(15)	-
その他の変動	-	-
2023年12月31日時点の期末残高	338	-

FVOCIで測定される有価証券及びその他の債権

百万ユーロ	非流動	流動
2023年1月1日時点の期首残高	447	78
購入	160	-
売却	(14)	(15)
OCIを通じた公正価値の変動	17	-
再分類	(105)	105
その他の変動	-	(87)
2023年12月31日時点の期末残高	505	81

48.1.3 純損益を通じて公正価値で評価される金融資産

以下の表は、純損益を通じて公正価値で評価される金融資産を流動金融資産と固定金融資産に分類して示したものである。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ	51	206	473	51	4,443	12,075
流動性資産への投資		-	-	35	29	872
有価証券		-	-	30.1	-	-
FVTPLでの他の会社に対する持分投資	29	8	6		-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	29	4,080	3,436		-	-
FVTPLでの共同開発契約（JDA）による金融資産		123	-		-	-
FVTPLで測定されるその他の金融資産		130	-	30, 30.1	190	176
合計		**4,547**	**3,915**		**4,662**	**13,123**

48.1.4 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細については、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

48.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IFRS第9号に規定されている金融負債の区分ごとの帳簿価額を流動金融負債と固定金融負債に区分し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブを別々に表示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
償却原価で測定する金融負債	48.2.1	**61,734**	**68,432**	**39,784**	**45,697**
純損益を通じて公正価値で測定される金融負債					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融負債	48.4	**204**	588	4,485	11,642
純損益を通じて公正価値で評価する金融負債合計		**204**	**588**	**4,485**	**11,642**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	48.4	105	191	17	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	48.4	3,064	5,116	1,959	4,499
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債合計		**3,169**	**5,307**	**1,976**	**4,499**
合計		**65,107**	**74,327**	**46,245**	**61,838**

公正価値測定の詳しい情報は、注記52「公正価値で測定される資産及び負債」を参照のこと。

48.2.1 償却原価で測定する金融負債

以下の表は、金融負債の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融負債と固定金融負債に分けて示している。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
長期借入金	48.3	61,085	68,191	48.3	9,086	2,835
短期借入金		-	-	48.3	4,769	18,392
営業債務	44	334	36	44	15,487	17,605
その他の金融負債		315	205		10,442	6,865
合計		**61,734**	**68,432**		**39,784**	**45,697**

48.3 借入金

48.3.1長期借入金（12ヶ月以内に返済期限が到来する部分を含む）- *70,17百万ユーロ*

以下の表は、12ケ月以内に償還期限が到来するものを含む長期借入金の額面価額、帳簿価額及び公正価額を報告するものである。

カテゴリー別及び金利タイプ別の長期借入金

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12か月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12か月超	公正価値	帳簿価額の変動額
	2023年12月31日現在					2022年12月31日現在					
社債:											
- 上場固定利率	29,539	29,163	4,686	24,477	27,885	30,355	29,892	978	28,914	27,468	(729)
- 上場変動利率	2,643	2,622	623	1,999	2,641	2,569	2,547	537	2,010	2,473	75
- 非上場固定利率	18,336	18,129	1,357	16,772	17,842	18,959	18,727	-	18,727	17,249	(598)
- 非上場変動利率	428	428	97	331	456	525	525	97	428	600	(97)
社債合計	**50,946**	**50,342**	**6,763**	**43,579**	**48,824**	**52,408**	**51,691**	**1,612**	**50,079**	**47,790**	**(1,349)**
銀行借入金:											
- 固定利率	3,874	3,822	853	2,969	3,746	3,367	3,273	211	3,062	3,021	549
- 変動利率	12,664	12,629	1,139	11,490	12,892	12,884	12,848	677	12,171	12,570	(219)
- リボルビング信用枠の利用	41	41	-	41	41	30	30	2	28	26	11
銀行借入金合計	**16,579**	**16,492**	**1,992**	**14,500**	**16,679**	**16,281**	**16,151**	**890**	**15,261**	**15,617**	**341**
リース:											
- 固定利率	2,852	2,852	256	2,596	2,852	2,630	2,630	251	2,379	2,630	222
- 変動利率	53	53	12	41	53	42	42	10	32	42	11
リース合計	**2,905**	**2,905**	**268**	**2,637**	**2,905**	**2,672**	**2,672**	**261**	**2,411**	**2,672**	**233**
その他のノンバンク借入金(1):											
- 固定利率	426	426	63	363	426	504	504	70	434	504	(78)
- 変動利率	6	6	-	6	6	8	8	2	6	12	(2)
その他のノンバンク借入金合計	**432**	**432**	**63**	**369**	**432**	**512**	**512**	**72**	**440**	**516**	**(80)**
固定利率借入金合計	**55,027**	**54,392**	**7,215**	**47,177**	**52,751**	**55,815**	**55,026**	**1,510**	**53,516**	**50,872**	**(634)**
変動利率借入金合計	**15,835**	**15,779**	**1,871**	**13,908**	**16,089**	**16,058**	**16,000**	**1,325**	**14,675**	**15,723**	**(221)**
合計	**70,862**	**70,171**	**9,086**	**61,085**	**68,840**	**71,873**	**71,026**	**2,835**	**68,191**	**66,595**	**(855)**

(1) **財政状態計算書の「その他の固定金融負債」に計上されている長期金融負債に含まれているその他の非流動金融負債は含まれていない。**

以下の表は、通貨別及び金利別の長期金融債務を示している。

通貨別･金利別長期借入金 (12ヶ月以内に返済期限の到来するものを含む)

百万ユーロ	帳簿価額	額面価額	帳簿価額	額面価額	現在の名目平均金利	現在有効利率	現在の名目平均金利	現在有効利率
	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在		2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
ユーロ	**35,865**	**36,166**	**34,993**	**35,383**	**2.5%**	**2.8%**	**1.9%**	**2.1%**
米国ドル	24,601	24,847	26,930	27,209	4.9%	5.2%	4.8%	5.1%
英ポンド	4,612	4,720	4,470	4,610	4.6%	4.8%	4.6%	4.8%
コロンビア･ペソ	1,884	1,888	1,310	1,310	13.5%	13.5%	10.3%	10.3%
ブラジル･レアル	2,229	2,255	1,899	1,926	10.5%	10.6%	10.0%	10.2%
スイス･フラン	382	382	359	360	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
チリ･ペソ／UF	510	514	526	531	5.1%	5.2%	5.1%	5.2%
ペルー･ソル	-	-	429	429			5.3%	5.3%
その他の通貨	88	90	110	115				
ユーロ以外の通貨合計	**34,306**	**34,696**	**36,033**	**36,490**				
合計	**70,171**	**70,862**	**71,026**	**71,873**				

ユーロ以外の通貨建ての長期金融債務は、主に米ドル建て債務の変動により1,727百万ユーロ減少した。

長期借入金 (12ケ月以内に返済期限の到来するものを含む) **の名目価額の変動**

百万ユーロ	額面価額	返済	連結範囲における変動	新規借入	為替換算差額	額面価額
	2022年12月31日現在					2023年12月31日現在
社債	52,408	(2,798)	(293)	1,900	(271)	50,946
借入金	19,465	(3,208)	(482)	4,193	(52)	19,916
うちリース	*2,672*	*(406)*	*(36)*	*677*	*(2)*	*2,905*
金融債務合計	**71,873**	**(6,006)**	**(775)**	**6,093**	**(323)**	**70,862**

長期債務の額面金額は、2023年12月31日現在70,862百万ユーロであり、2022年12月31日現在と比べて1,011百万ユーロ減少した。この減少は、返済額6,006百万ユーロ、連結範囲の変更775百万ユーロ、プラスの為替差323百万ユーロを反映したものであり、新規借入6,093百万ユーロにより一部のみ相殺された。

2023年の返済額は、社債が2,798百万ユーロ、貸付が3,208百万ユーロであった。

具体的には、2023年の社債の返済額は以下のとおりである。

- エネル・スパが2023年年初に一部公開買付けを実施し、2023年9月に全額返済したハイブリッド債に関しては、1,250百万ドル（2023年12月31日現在1,132百万ユーロ）。
- エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2023年2月満期の変動金利社債は100万ユーロであった。
- エネル・コロンビアが発行した2023年2月に償還期限の変動利付社債について290,130百万コロンビア・ペソ(2023年12月31日現在では68百万ユーロ相当)。
- 2023年3月に満期を迎えるエネル・コロンビア発行の固定金利債券に関して、280,000百万コロンビア・ペソ（2023年12月31日時点で65百万ユーロに相当）。
- エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2023年3月満期の変動金利社債に関して50百万ユーロ。
- エネル・ファイナンス・インターナショナルが2023年4月に満期を迎える固定金利債に関して585百万ユーロ。
- 2023年4月に満期を迎えるエネル・ディストリビューション・サンパウロが発行した変動利付債に関連して、305百万レアル（2023年12月31日現在で57百万ユーロ相当）。
- 2023年9月満期のエネル・ファイナンス・インターナショナル発行、固定利付債300百万ユーロ。
- エネル・ディストリビューション・サンパウロ発行の2023年9月満期の変動金利償却債698百万レアル(2023年12月31日現在、130百万ユーロ相当)に関するもの。

当年度中に行われた融資の主な返済には以下が含まれる。

- エネルSpAの変動金利リボルビング・クレジット・ラインに関する200万ユーロ。
- 当グループイタリア会社の持続可能融資に関する367百万ユーロ。
- エンデサ融資1,493百万ユーロ、うちサステナブル・ローンの452百万ユーロ。
- 南米企業に関する322百万ユーロ相当額。

2023年の新規借入は、社債が1,900百万ユーロ、ローンが4,193百万ユーロであった。

以下の表は、2023年に行われ、2023年12月29日現在の為替レートでユーロに換算された金融取引の主な特徴を示すものである。

	発行体／借手	発行日／付与日	金額（百万ユーロ）	通貨	利率	利率種類	満期
社債							
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2023年2月20日	750	ユーロ	4.00%	固定利率	2031年2月20日
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2023年2月20日	750	ユーロ	4.50%	固定利率	2043年2月20日
	エネル・ディストリビューション・セアラー	2023年1月11日	177	ブラジル・レアル	CDI + 1.48%	変動金利	2026年1月11日
	エネル・ディストリビューション・セアラー	2023年5月11日	93	ブラジル・レアル	CDI + 1.65%	変動金利	2024年5月15日
	エネル・ディストリビューション・セアラー	2023年6月26日	121	ブラジル・レアル	CDI + 1.65%	変動金利	2024年6月28日
社債合計			**1,891**				
銀行借入金							
	エネルSpA	2023年7月24日	200	ユーロ	ユーリボー 3M + 0.35%	変動金利	2024年5月3日
	e-distribuzione	2023年10月20日	500	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.55%	変動金利	2038年10月20日
	エネルXウェイ・イタリア	2023年8月7日	70	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.56%	変動金利	2038年8月9日
	エネル・イタリア	2023年6月15日	60	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.56%	変動金利	2038年6月15日
	エネル・ファイナンス・アメリカ	2023年4月4日	335	米ドル	SOFR 6M CPM + 1.22%	変動金利	2034年5月15日
	エンデサ	2023年4月30日	50	ユーロ	0.26%	固定利率	2028年7月31日
	エンデサ	2023年5月3日	425	ユーロ	4.18%	固定利率	2028年5月3日
	エンデサ	2023年5月4日	75	ユーロ	3.98%	固定利率	2028年5月4日
	エンデサ	2023年5月5日	125	ユーロ	4.63%	固定利率	2028年5月5日
	エンデサ	2023年7月3日	300	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.80%	変動金利	2035年6月28日
	エンデサ	2023年12月21日	400	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.72%	変動金利	2028年12月21日
	エネル・チリ	2023年4月13日	68	米ドル	ソフィール 1M + 1.33%	変動金利	2024年6月26日
	エネル・チリ	2023年7月21日	72	米ドル	5.46%	固定利率	2038年7月21日
	エネル・チリ	2023年12月20日	74	米ドル	5.62%	固定利率	2038年12月21日
	エネル・ディストリビューション・サンパウロ	2023年4月20日	50	米ドル	4.38%	固定利率	2038年4月20日
	エネル・コロンビア	2023年4月12日	160	コロンビア・ペソ	IBR O/N 3M + 3.7%	変動金利	2028年4月12日
	エネル・コロンビア	2023年11月30日	283	コロンビア・ペソ	IBR O/N 3M + 3.1	変動金利	2031年10月15日
	エネル・コロンビア	2023年12月21日	70	コロンビア・ペソ	IBR 3M + 3.85%	変動金利	2027年12月21日
銀行借入金合計			**3,317**				

前へ　次へ

以下の表は、為替リスクを軽減するためのヘッジが長期総債務に与える影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在						2022年12月31日現在					
	当初の債務構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の債務構造		当初の債務構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の債務構造	
	帳簿価額	額面価額	%				帳簿価額	額面価額	%			
ユーロ	**35,865**	**36,166**	**51.0%**	**21,862**	**58,028**	**81.9%**	**34,993**	**35,383**	**49.2%**	**23,473**	**58,856**	**81.9%**
米国ドル	24,601	24,847	35.1%	(17,850)	6,997	9.9%	26,930	27,209	37.9%	(19,759)	7,450	10.4%
英ポンド	4,612	4,720	6.7%	(4,720)	-	-	4,470	4,610	6.4%	(4,610)	-	-
コロンビア・ペソ	1,884	1,888	2.7%	-	1,888	2.7%	1,310	1,310	1.8%	-	1,310	1.8%
ブラジル・レアル	2,229	2,255	3.2%	1,047	3,302	4.7%	1,899	1,926	2.7%	1,205	3,131	4.4%
スイス・フラン	382	382	0.5%	(382)	-	-	359	360	0.5%	(360)	-	-
チリ・ペソ／UF	510	514	0.7%	-	514	0.7%	526	531	0.7%	-	531	0.7%
ペルー・ソル	-	-	-	-	-	-	429	429	0.6%	-	429	0.6%
その他の通貨	88	90	0.1%	43	133	0.2%	110	115	0.2%	51	166	0.2%
ユーロ以外の通貨合計	**34,306**	**34,696**	**49.0%**	**(21,862)**	**12,834**	**18.1%**	**36,033**	**36,490**	**50.8%**	**(23,473)**	**13,017**	**18.1%**
合計	**70,171**	**70,862**	**100.0%**	**-**	**70,862**	**100.0%**	**71,026**	**71,873**	**100.0%**	**-**	**71,873**	**100.0%**

前へ　　次へ

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、市場利率が上昇した場合に純損益に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性がある主なリスク要因である。

百万ユーロ	2023年度				2022年度			
	ヘッジ前の名目金額	%	ヘッジ後の名目金額	%	ヘッジ前の名目金額	%	ヘッジ後の名目金額	%
変動金利	20,604	27.2%	17,241	22.8%	34,450	38.2%	31,353	34.7%
固定利率	55,027	72.8%	58,389	77.2%	55,815	61.8%	58,912	65.3%
合計	**75,631**		**75,630**		**90,265**		**90,265**	

2023年12月31日時点では、長・中期金融債務の名目価額の27.2%が変動金利であった（2022年12月31日時点では38.2%）。IFRS-EUに従って有効と考えられる金利ヘッジを考慮すると、2023年12月31日現在、中長期金融債務の名目価値の22.8%が金利リスクにさらされている(2022年12月31日現在34.7%)。これらの数値は、リスク管理方針に定められた限度に沿ったものである。

長期負債－主要なコベナンツ(特約)

当グループの主な長期金融負債は、国際的な商慣行における一般的に採用されているコベナンツ(特約）によって管理されている。これらには特に、グローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みで実施される債券発行、劣後非転換ハイブリッド債（いわゆる「ハイブリッド債」）の発行、銀行やその他の金融機関（欧州投資銀行やCassa Depositi e Prestiti SpAを含む）による融資が含まれる。

エネル及びエネル・ファイナンス・インターナショナルNV（これには、エネル SpAが保証するエネル及びエネル・ファイナンス・インターナショナルNVのグリーンボンドが含まれており、グループのいわゆる適格グリーンプロジェクトの資金調達に使用されている)のグローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノーツ・プログラムの枠組みの中で実施される債券発行に関する主なコベナンツ(特約）と、エネル・ファイナンス・インターナショナルNVが米国市場で発行し、エネルSpAが保証する債券に関するコベナンツ(特約）は、以下のように要約することができる。

- 発行者及び保証人が、特定の金融負債を担保するために、資産又は収入の全部又は一部に抵当権、先取特権又はその他の抵当権を設定又は維持することができないという負の質権条項、ただし、同じ抵当権が問題の債券に均等に又は比例して拡張される場合を除く。
- *パリパス*条項（同順位特約条項）の下では、社債及び関連する担保は、発行者及び保証人の直接的、無条件かつ無担保の義務を構成し、それらの間の優先権なしで発行され、発行者及び保証人の現在及び将来の他の劣後及び無担保社債と少なくとも同じ優先順位を有することとする。
- クロス・デフォルト条項では、発行者、保証人、場合によっては「重要な」子会社の特定の金融負債（閾値レベルを超える）に関するデフォルト・イベントの発生が、当該負債に関するデフォルトを構成し、直ちに返済可能となる。

2019年以来、エネル・ファイナンス・インターナショナルNVは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）の達成に向けて、欧州市場（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）債券発行プログラムの一環として）及び米国市場において、エネルSpAの保証を受けた「サステナブル」債券を多数発行してきた。
2022年には、エネル・ファイナンス・アメリカLLCが、エネルSpAの保証により同種の「サステナブル」債券を米国市場で発行した。

会社の解散又は清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債を含むエネルのハイブリッド債に係る主なコベナンツは以下のとおりである。

- 劣後条項の下では、各ハイブリッド債は、会社が発行する他のすべての債券に劣後し、発行された他のすべてのハイブリッド金融商品と同じ優先順位を持ち、資本性金融商品にのみ優先する。

＞ 発行者の直近の義務全てを承継しない限り、他の会社との合併、会社の資産の全部又は重要な部分の他の会社への売却又はリースを禁止する。

エネルSpA及びエネル・ファイナンス・インターナショナルNV、ならびにその他のグループ会社のローン契約で想定されている主なコベナンツは、エネルSpAが取得したサステナビリティ・リンク・ローン・ファシリティ契約を含め、以下のとおり。[1]

＞ 債務者及び場合によっては保証人が、それぞれの資産の全部又は一部に抵当権、先取特権又はその他の負担を設定することを制限される負の質権条項で、ただし、明示的に認められた負担を除く。
＞ 債務者及び場合によっては保証人は、明示的に許可された処分を除き、資産又は事業を処分することができない処分条項。
＞ パリパス条項の下で、債務者の支払引受が、他の無担保及び劣後支払義務と同じ順位とされる。
＞ 債務者や場合によっては保証人が融資条件の再交渉を求められたり、融資の期限前返済を強制されたりする可能性がある契約変更条項。
＞ 格付け条項とは、借り手又は保証人が一定の水準以上の格付けを維持することを定めたものである。
＞ クロス・デフォルト条項とは、発行者 (場合によっては保証人) の特定の金融負債 (一定水準以上) に係る債務不履行事由が発生した場合に、当該負債に係る債務不履行となり、直ちに弁済可能となる条項である。

場合によっては、コベナンツ(特約) は、債務者の重要な会社又は子会社に対しても拘束力を有する。検討されたすべての借入は、例えば、支払不能、破産手続、企業の取引停止など、国際的な商慣行に典型的な「債務不履行事由」を特定している。

さらに、エネルがSpA向けに発行したCassaDepositiePrestitiiからSpA向けの融資に対する保証では、エネルの純連結財務債務が各測定期間の末日において年間連結EBITDAの4.5倍を超えないことが要求されている。

最後に、Endesa SA、EnelAméricasSA、Enel Chile SA、及びその他のスペインとラテンアメリカの子会社 (特にEnelGeneraciónChile SA) の債務には、国際的な商慣行に典型的な債務不履行のコベナンツとイベントが含まれている。

1 2022年9月30日にEKFデンマークの輸出信用機関とシティがエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー (借り手) とエネルSpA (保証人) に付与したサステナビリティ連動ローンには、以下のような多くの追加コベナンツが規定されている。
＞ 「風評被害」条項。この条項の下では、融資銀行は、一定の規制に対する重大な違反の結果として、自ら又は他者の風評被害を被ったことが確認された場合、融資銀行は引き受けた資金コミットメントの取り消しと、実行した融資金額の早期支払いを要求することができる。
＞ 特定の環境や社会の規制及び基準の遵守を確実にする保証人の約定。

48.3.2短期借入金- *4,769 百万 ユーロ*

2023年12月31日現在、短期借入金は4,769百万ユーロで、2022年12月31日現在と比べ13,623百万ユーロ減少したが、その内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
短期銀行借入金	393	1,320	(927)
コマーシャル・ペーパー	2,499	13,838	(11,339)
現金担保及びその他のデリバティブによる資金調達	1,383	1,513	(130)
その他の短期借入金(1)	494	1,721	(1,227)
短期借入金	**4,769**	**18,392**	**(13,623)**

(1) 短期金融負債純額の「その他流動金融負債」に含まれる流動金融負債は含めていない。

合計2,499百万ユーロのコマーシャル・ペーパー負債は、エネル・ファイナンス・インターナショナルとエネル・ファイナンス・アメリカの発行に関するものである。
コマーシャル・ペーパーに関する主なプログラムは次のとおりである。

- エネル・ファイナンス・インターナショナルの8,000百万ユーロ。
- エンデサの5,000百万ユーロ。
- エネル・ファイナンス・アメリカの50億ドル（2023年12月31日時点で4,526百万ユーロ相当）。

2023年12月31日現在、発行されたコマーシャル・ペーパーの総額2,499百万ユーロが持続可能性目標に関連している。

エネルのサステナビリティ連動型金融

持続可能性に連動する債券の新規発行は、昨年手配したすべての持続可能な資金調達と合わせ、2023年末時点でグループの総負債に占める持続可能な資金調達源の比率を64%に達することを可能にし、2026年には約70%に達することを目標に掲げた。

以下に示すのは、2024年1月に公表されたエネルの「サステナビリティ・リンク・ファイナンシング・フレームワーク」の最新版に含まれるKPIと目標である。

KPI	実績値	サステナビリティ・パフォーマンス・ターゲット（SPTs）					
	2023年度	2023年度	2024年	2025年	2026年	2030年	2040年
発電に関連するスコープ1温室効果ガス排出原単位（gCO_2eq/kWh）	160	148	140	130	125	72	0
統合電力に関連するスコープ1及びスコープ3の温室効果ガス排出原単位（gCO_2eq/kWh）	168			135	135	73	0
小売ガスに関連する絶対的スコープ3温室効果ガス排出量（$MtCO_{2eq}$）	16.8			20.9	20.0	11.4	0
導入済み再生可能エネルギー容量に対する割合（%）	68.2	65	69	73	74	80	100
EUの分類法に沿った資本支出の割合(%)	84.8			>80 (2023-2025)[2]	>80 (2024-2026)[3]		

表に示した指標の推移は、外部監査人によって定期的に検証されている。

ウクライナ戦争とそれに伴うロシアからEUへのガス輸入制限により、ガスの供給が減少し、それに伴って卸売電気・ガス価格が高騰し、家庭や企業に深刻な影響を及ぼしたため、EU各国政府は、コスト上昇の影響を緩和し、エネルギーシステムの安定を確保するための一連の政策対応を実施した。

こうした政策措置にもかかわらず、当グループは、バリュー・チェーン全体を通じて、直接・間接的な温室効果ガス排出量を前年比26.3%削減することができた。さらに、発電に関連するスコープ1の温室効果ガス排出原単位も30.6%以上削減し、2022年の229gCO_2eq/kWhから2023年には160 gCO_{2eq}/kWhとなる。この減少は、再生可能エネルギーの連結発電量が2022年比で12.9%増加し、火力発電量が37.5%減少したことを反映しているが、これは、脱炭素化を推進するために再生可能エネルギーへの電源シフトを進めた結果である。

しかしながら、2022年及び2023年に欧州のエネルギーシステムが直面する未曾有の危機のため、2021～2023年戦略計画発表のために2020年11月に開催されたキャピタル・マーケッツ・デイの際に発表された2023年に設定された発電に関連するスコープ1の温室効果ガス排出原単位目標を達成するためには、2023年の当グループの排出削減量は十分ではなかった。エネルギー危機の結果、原単位は目標の148gCO_2eq/kWhをわずかに上回った。これらの要因がなければ、エネルは目標値である148gCO_2eq/kWhを大幅に下回る排出原単位レベルに達することができたであろう。

その結果、2023年の発電のスコープ1排出原単位目標を148gCO_2eq/kWhに設定したグループの持続可能性連動商品は、相対的なステップアップの引き上げの対象となる。

48.4 デリバティブ金融負債

デリバティブ金融負債に関する詳細な情報は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

48.5 純利得／(損失)

デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純利得及び損失を示す表は以下の通りである。

百万ユーロ	2023年度		2022年度	
	純利得／(損失)	*うち減損(損失)／利得*	純利得／(損失)	*うち減損(損失)／利得*
償却原価で測定される金融資産	**(1,112)**	***(1,320)***	**(1,242)**	***(1,305)***
FVTOCIで測定される金融資産				
FVOCIで測定される持分投資	-	-	-	-
FVOCIで測定されるその他の金融資産	15	-	(4)	-
FVOCIで測定される金融資産合計	**15**	**-**	**(4)**	**-**
FVTPLで測定される金融資産				
FVTPLで測定される金融資産	6	-	9	-
当初認識で指定される金融資産(公正価値オプション)	-	-	-	-
FVTPLで測定される金融資産合計	**6**	**-**	**9**	**-**
償却原価で測定する金融負債	**(2,759)**	**-**	**(2,357)**	**-**
FVTPLで測定される金融負債				
トレーディング目的保有金融負債	-	-	-	-
当初認識で指定される金融負債(公正価値オプション)	-	-	-	-
FVTPLで測定される金融負債合計	**-**	**-**	**-**	**-**

デリバティブ純損益の詳細については、注記14「デリバティブによる純金融収益／費用」を参照されたい。

注記49.リスク管理

金融リスク管理のガバナンス及び目的

事業の一環として、エネルグループは多種の金融リスク、特に金利リスク、商品リスク、通貨リスク、信用及び取引先リスク並びに流動性リスクに晒されている。
業務報告書の「リスク管理」に記載されているように、当グループの財務リスクに関するガバナンス体制には、リスク委員会、専用方針、測定基準、業務上の限度額の設定が含まれる。エネルの主な目的は、金融リスクを適切に軽減し、予期せぬ結果の変動を引き起こさないようにすることである。
以下の項は上記金融リスクの詳細である。
当該リスクに対するエクスポージャーの発生源は、前年比で変化はない。

金利リスク

金利リスクは主に金融商品の利用に由来し、変動金利、及び／又は新たな負債性金融商品の交渉において晒されている金融条件の不確実性に連動する場合に、金融負債にかかる費用の予想外の変化として、或いは（固定利率債務など）公正価値で測定される金融商品の価値の予想外の変化として現れる。
当グループが保有している主な金融負債は、社債、銀行借入金、他の借入先からの借入金、コマーシャル・ペーパー、デリバティブ、商取引又はデリバティブ取引の担保として受領した現金保証金（保証、現金担保）が含まれる。
当グループは主に、金利リスクに対して、借入費用の安定化及び資金コストの抑制という二重の目的から、最適な財務構造の定義を通じて管理している。
当該目的は、契約の種類別、満期別、利率別に金融負債のポートフォリオを多様化するとともに、金利スワップや金利オプションを中心とした店頭デリバティブを用いて特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することを通じて追求される。そのようなデリバティブの期間は原金融負債の満期を超えないため、そのような契約の公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローのいかなる変動も、対応するヘッジ対象ポジションの公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローの変動によって相殺される。
プロキシ・ヘッジ技術は、リスク要因においてヘッジ手段が市場で入手できなかったり、十分に流動性がなかったりする多くの残存状況において利用することができる。
金利スワップを用いて、エネルグループは、変動金利フロー及び固定金利フローを、双方同額の想定元本に係る算出により、取引先と定期的に交換の合意をしている。

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の金利デリバティブの契約種類別の想定元本額である。

百万ユーロ	想定元本	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
変動から固定への金利スワップ	5,996	5,836
固定から変動への金利スワップ	1,386	1,401
変動から変動への金利スワップ	644	618
合計	**8,026**	**7,855**

金利デリバティブの詳細は、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

金利リスクの感応度分析

エネルは、金融商品のポートフォリオに係る金利変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値又はヘッジされない総負債に伴う金融費用における変動を引き起こすであろう市場シナリオの純損益及び株主持分に係る潜在的影響を測定する。
これらの市場シナリオは、報告日時点のイールド・カーブの平行な上昇と下降をシミュレートすることによって得られる。
感応度分析で用いられる方法及び条件に、前年度から変更はなかった。
他のすべての変数を一定に保った場合、当グループの税引前利益は金利水準の変化によって以下のように影響を受ける。

百万ユーロ		2023年度			
		損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前影響	
	ベーシス・ポイント	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の変動金利長期債務に係る金融費用の増減	25	31	(31)	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	25	32	(32)	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	26	(26)
公正価値ヘッジ	25	-	-	(6)	6

2023年12月31日現在、長期金融債務総額の22.3% (2022年12月31日現在22.3%、)は変動金利であった。金利リスクの有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると(IFRS-EUの規定に従い)、2023年12月31日現在、長期金融負債総額の名目価額の82.4%がヘッジされていた(2022年12月31日時点では82.0%)。

通貨リスク

通貨リスクは主として、表示通貨以外の外貨建て取引に伴う財務諸表項目の予想外の変動として現れる。当グループの連結財務諸表はまた、当グループの表示通貨であるユーロへの外国子会社の現地通貨建て財務諸表の換算の結果として、換算リスクに晒されている。
当グループの通貨リスクへのエクスポージャーは、燃料及び電力の購入又は販売、投資(資産化された費用のキャッシュ・フロー)、持分投資の配当及び購入又は売却、商業取引並びに金融資産及び金融負債に関連している。
当グループの通貨リスクの管理方針は、連結に関連する換算の影響は除き、為替レートの水準における変動の純損益に係る影響の緩和を規定している。
通貨リスクへのエクスポージャーを最小化するために、エネルは収益及び費用の源泉の地域的分散を実行し、商業契約に連動化メカニズムを用いている。エネルはまた、通常は店頭市場に係る各種のデリバティブを用いている。
当グループの金融商品ポートフォリオのデリバティブには、クロスカレンシー金利スワップ、通貨フォワード及び通貨スワップが含まれる。当該商品の公正価値及び／又は予想キャッシュ・フローの変動が、対応するヘッジ対象の公正価値及び／又はキャッシュ・フローの変動を相殺するように、当該契約の期間が原商品の満期を超過しないようにしている。
通貨間金利スワップは、表示通貨以外の外貨建ての長期金融負債を表示通貨建て等価負債に変換することに用いられる。
通貨フォワードとは、契約当事者が異なる通貨建ての元本を特定の将来の日付と為替レートで交換することに合意する契約(ストライク)である。当該契約では、2つの元本金額の実際の交換(デリバラブル・フォワード)、若しくは予約実効レートと満期における為替レートの差異によって算出される差金の支払(ノンデリバラブル・フォワード)が求められることがある。後者の場合、予約実効レート及び／又は直物為替レートが、所与の期間に観察されたレートの平均値として決定されることもある。
通貨スワップとは、取引相手が異なる将来の日付(通常1つのスポット、他の前方)において反対の符号の2つの取引を行う契約であり、異なる通貨で表示される元本の交換を提供するものである。

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の未決済取引の想定元本をヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
ユーロ以外の通貨建債務をヘッジする通貨間金利スワップ(CCIRSs)	25,890	28,444
商品に係る通貨リスクをヘッジする通貨先渡	6,496	8,392
ユーロ以外の通貨で将来のキャッシュ・フローをヘッジする通貨フォワード/CCIRS	3,134	5,333
その他の通貨先渡	602	1,497
合計	**36,122**	**43,666**

具体的には以下を含む。

- ユーロ以外の通貨建て債務の為替リスクをヘッジするための名目金額が25,890百万ユーロのCCIRS(2022年12月31日現在、28,444百万ユーロ)。
- 想定元本総額9,630百万ユーロの通貨先渡およびクロス通貨スワップは、天然ガスおよび燃料の購入、ならびにユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フローに関連する通貨リスクをヘッジするために使用された(2022年12月31日現在13,725百万ユーロ)。

「その他の通貨フォワード」には、表示通貨以外の通貨で予想されるキャッシュ・フローの通貨リスクを軽減するために行われる店頭デリバティブ取引が含まれる。これには、再生可能エネルギー部門(蓄電池システムを含む)及び インフラストラクチャー及びグリッド部門(新世代デジタルメーターなど)における投資財の購入に関連する取引、クラウドサービスの提供のための運用コスト、及び再生可能エネルギーの販売収入が含まれる。

2023年12月31日現在、グループの長期債務の49% (2022年12月31日現在51%)はユーロ以外の通貨建てであった。
為替リスクのヘッジを考慮すると、為替リスクをヘッジしていない負債の割合は、2023年12月31日現在18%(2022年12月31日現在、18%)であった。

為替リスク感度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオに係る為替レート変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。

具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値又はヘッジされていない中／長期債務総計に伴う金融費用の変動が引き起こす市場シナリオの純損益及び株主持分への潜在的影響を測定する。

当該シナリオは、報告日現在で観察された価値と比較した、全ての通貨に対するユーロの上昇/下落のシミュレーションを行うことで得られる。

前年と比較して、感応度分析で用いられる方法及び仮定に変動はない。

他の全ての変数をそのままにして、為替レートの変動による税引前利益は以下のとおりである。

百万ユーロ	2023年度				
		株主持分に係る税引前影響損益		株主持分に対する税引前影響	
	為替レート	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	10%	494	(603)	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(2,883)	3,522
公正価値ヘッジ	10%	(44)	53	-	-

商品価格リスク

電力、ガス、石油、CO_2などのエネルギー商品や、鉱物・金属などの原材料の価格変動リスクは、価格の変動性とそれらの間の構造的な相関関係によって生じ、電力や燃料・原材料の価格変動による売買マージンにおける不確実性を発生させている(例えば、インデックス付き相対契約、スポット市場での取引等)。

インデックス契約のエクスポージャーは、エクスポージャーを生み出す契約を基礎となるリスク要因に分解することによって定量化される。

変動の影響を抑制し、利益率を安定化させるために、当グループのガバナンスによって決定された方針と業務制限に従い、短期的な機会を捉えるための適切な柔軟性を残しつつ、電力とガスの生産と販売に関連する産業プロセスの様々な段階に影響を与える戦略 (フォワード調達や長期商業契約など)、及びデリバティブ契約 (ヘッジ) を利用したリスク軽減計画と手法を開発、立案している。

当グループが販売する電力については、主に固定価格契約を採用しており、相対的な物的契約(電力購入契約)と金融契約(例えば、差額契約、仮想電力購入契約又はVPPAsなど)があり、市場電力価格が権利行使価格を上回った場合は取引先に、逆の場合はエネルに差額が支払われる。

以下の表は、2023年12月31日現在のPPA及びVPPA契約の主な特徴を示している。

2023年12月31日現在

国	契約の種類	売る/買う	価格条件	契約電力量 (GWh)	期間 (年)	会計処理
イタリア	PPA	購入	定価	17.3	1	FVTPL
イタリア	PPA	購入	定価	35.8	1	FVTPL
イタリア	PPA	購入	変動価格	1,501.5	1	FVTPL
イタリア	PPA	購入	変動価格	28.7	2	FVTPL
イタリア	PPA	購入	定価	395.9	10	自己使用免除
イタリア	VPPA	売る	定価	1,801.2	4	CFH
イタリア	VPPA	売る	定価	800.0	4	CFH
イベリア	VPPA	購入	定価	30.0	9	FVTPL
イベリア	VPPA	購入	定価	22,650.0	15	CFH
イベリア	VPPA	売る	定価	14,010.0	18	CFH
ドイツ	VPPA	購入	変動価格	44.7	2	FVTPL
アメリカ合衆国	VPPA	売る	定価	49.9	8-20	CFH
アメリカ合衆国	VPPA	売る	定価	15.5	8-15	FVTPL
アメリカ合衆国	VPPA	売る	定価	2.3	12-20	自己使用免除
アメリカ合衆国	VPPA	売る	変動価格	3.4	12	CFH
アメリカ合衆国	PPA	売る	定価	6.0	12	CFH
アメリカ合衆国	PPA	売る	定価	6.0	12	FVTPL
アメリカ合衆国	PPA	売る	定価	194.4	10-30	自己使用免除
アメリカ合衆国	PPA	売る	変動価格	12.2	12-30	自己使用免除
EGPサウスアフリカ	PPA	売る	変動価格	1.2	20	FVTPL
ブラジル	PPA	売る	定価	115,542.6	1-20	自己使用免除
ブラジル	PPA	購入	定価	37,474.9	1-16	自己使用免除
チリ	PPA	売る	定価	249,377.4	1-15	自己使用免除
チリ	PPA	売る	変動価格	258.0	1-3	自己使用免除
チリ	VPPA	売る	定価	27,828.2	4-10	自己使用免除
チリ	VPPA	購入	定価	50,101.9	5-15	自己使用免除
チリ	PPA	購入	定価	98,412.7	1-20	自己使用免除
コロンビア	VPPA	売る	定価	91,509.4	1-16	自己使用免除
コロンビア	VPPA	売る	変動価格	4,546.3	1-10	自己使用免除
コロンビア	VPPA	購入	定価	56,763.5	1-19	自己使用免除
グアテマラ	VPPA	売る	定価	3,336.0	1-15	自己使用免除
グアテマラ	VPPA	売る	変動価格	20.0	1-2	自己使用免除
パナマ	VPPA	売る	定価	23,858.0	3-15	自己使用免除
パナマ	VPPA	売る	変動価格	4,253.0	5-25	自己使用免除
パナマ	VPPA	購入	定価	263.0	7-10	自己使用免除
パナマ	VPPA	購入	変動価格	1,455.0	1-2	自己使用免除
ペルー	PPA	購入	定価	547.1	1-8	自己使用免除
ペルー	PPA	売る	定価	75,938.8	1-12	自己使用免除
ペルー	PPA	売る	変動価格	115.0	2-5	自己使用免除

そのような契約でヘッジされていないスポット市場でのエネルギー販売に関する残余エクスポージャーは、市場でのヘッジ取引で管理できる統一的なリスク要因別の集計される。プロキシ・ヘッジ手法は、エクスポージャーを発生させる特定のリスク要因に対するヘッジ手段が市場で入手できない場合、又は十分に流動性がない場合に、産業ポートフォリオに対して使用することができる。加えて、当社はグループ会社間エクスポージャーを正味化する機会を評価するために、ポートフォリオ・ヘッジ技法を用いている。

当グループは、ヘッジ手段には主に一般的なデリバティブを用いる（具体的には、先渡、スワップ、商品オプション、先物、及び差金契約）。

これらの製品のいくつかは、様々な基礎(石炭、ガス、石油、CO_2、地域別など。)に指標化することができ、アプローチを評価し、特定のニーズに適応させることができる。

エネルはまた、当グループが関与するエネルギー商品市場における存在感を維持するために自己勘定取引を行っている。これらの業務は、規制市場及び店頭市場で取引される金融デリバティブ及び現物契約を利用してエネルギー商品(石油製品、ガス、石炭、CO_2証書、電力)のエクスポージャーを引き受け、ポートフォリオ・リスク分析に基づいて設定された限度額を常に遵守しつつ、予想される市場動向に基づいて取引を行うことにより利益を最適化することで構成されている。

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の想定元本残高を商品別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
予約及び先物契約	44,307	114,128
スワップ	7,694	11,271
オプション	1,407	504
合計	**53,408**	**125,903**

詳細は注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

商品価格リスク感応度分析

他の全ての変数をそのままにして、同一日のシナリオにおける用いられた評価モデルに基づき、合理的に可能な商品価格の変動に対する感応度を分析した結果を示した表は以下のとおりである。

燃料シナリオを構成する主要な商品において価格曲線における+15%と-15%の移行、及び契約に用いられている算式バスケットの税引前利益に対する影響は、主に電力、ガス及び石油製品、そしてそれよりも程度は少ないものの、CO_2の価格の変動に起因する。同様の移行の株主持分に係る影響は、主として電力、石油製品そしてそれよりも程度は少ないものの、CO_2の価格変動によるものである。その他の商品の価格変動に対する当グループのエクスポージャーに重要性はない。

百万ユーロ		2023年度			
		損益に対する税引前影響		株主持分に対する税引前影響	
	商品価格	**増加**	**減少**	**増加**	**減少**
商品に係るトレーディング・デリバティブの公正価値の変動	15%	(39)	40	-	-
ヘッジ手段として指定される商品関連デリバティブの公正価値の変動	15%	(19)	25	(442)	437

信用リスク及び取引先リスク

当グループは、商業取引、商品取引及び金融取引を行っており、これらの取引の相手方の信用力の低下又は契約上の支払義務の不履行が発生した場合に、収入キャッシュ・フローの途絶及び回収費用の増加 (決済リスク)、並びに市場環境が不利な条件で交渉された類似の取引に代替されることによる収入フローの減少 (代替リスク) などの信用リスクに晒されている。その他のリスクには、単一の取引先又は関連する顧客グループ、あるいは同一セクター又は同一地域で営業するカウンターパーティに対する重要なエクスポージャーに関連する風評リスク及び財務リスクが含まれる。

従って、信用及び取引先リスクへのエクスポージャーは以下の種類の取引に起因する。

- 自由で規制された市場における電気とガスの販売と分配、商品とサービスの供給 (グループ以外の債務者に関する営業債権)。
- 現物取引又は金融商品の取引を伴う取引活動 (商品ポートフォリオ)。
- デリバティブ、銀行預金及び、より一般的には、金融商品の取引 (金融ポートフォリオ)。

信用リスクと取引先リスクを最小化するために、信用エクスポージャーは、地域/国/グローバル・ビジネス・ライン・レベルで別々のユニットによって管理され、それによってリスク管理とコントロール活動の必要な分離が確保されている。連結エクスポージャーの監視はエネルSpAによって実施されている。

加えて、グループレベルでは、商業信用エクスポージャーを測定する際に、地域/国/グローバル・ビジネス・ライン及び連結レベルで統一された基準を使用することを規定しており、未収債権残高の質の悪化及び取るべき緩和措置を迅速に特定することができる。

商業活動に関連する信用リスク及び取引先リスクを管理するための方針は、取引先の信用力の予備的評価及び担保又は無担保保証の取得などの軽減手段の採用を規定している。

また、当グループは、債権を償還請求権なしでファクタリングする取引を行っており、その結果、当該ファクタリングに係る資産については、リスク及び報酬が移転されたため、完全に認識を中止している。

最後に、金融・商品取引については、地域・国・グローバル・ビジネス・ラインのレベルでの実施を含め、グループレベルで統一された取引先評価システムを採用するとともに、リスク削減条項(ネッティング契約など)を含む特定の標準化された契約フレームワークを採用し、場合によっては現金担保の交換を行うことにより、リスク削減を図っている。

当グループのポートフォリオは、営業債権の減損の評価において一部の顧客セグメントの回収状況の悪化が考慮されたにもかかわらず、現在までのところ、現在のマクロ経済状況及び価格シナリオに対して回復力を示している。これはデジタル回収チャンネルの強化と顧客基盤の健全な多様化を反映している。

貸付資産

百万ユーロ

			2023年12月31日現在		
ステージ	予想信用損失引当金の計上基準	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
正常債権	12ヵ月ECL	4.0%	6,664	264	6,400
懸念債権	ライフタイムECL	2.8%	321	9	312
破綻債権	ライフタイムECL	6.4%	594	38	556
合計			**7,579**	**311**	**7,268**

契約資産、営業債権及びその他の金融資産：個別測定

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	-	**83**	**-**	**83**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.5%	6,225	32	6,193
支払期限経過営業債権：				
1～30日	2.0%	350	7	343
31～60日	1.9%	103	2	101
61～90日	5.3%	38	2	36
91～120日	12.2%	41	5	36
121～150日	13.2%	53	7	46
151～180日	8.2%	49	4	45
- 180日超 (信用減損)	83.9%	1,474	1,236	238
営業債権合計		**8,333**	**1,295**	**7,038**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	0.4%	1,690	7	1,683
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
1～30日	-	25	-	25
31～60日	-	-	-	-
61～90日	-	-	-	-
91～120日	-	-	-	-
121～150日	-	2	-	2
151～180日	-	-	-	-
- 180日超 (信用減損)	2.7%	75	2	73
その他の金融資産合計		**1,792**	**9**	**1,783**
合計		**10,208**	**1,304**	**8,904**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	-	**79**	**-**	**79**
営業債権				
支払期限前営業債権	0.7%	5,560	41	5,519
支払期限経過営業債権:				
- 1〜30日	1.0%	477	5	472
31〜60日	1.3%	75	1	74
61〜90日	2.8%	36	1	35
91〜120日	7.1%	28	2	26
121〜150日	12.5%	24	3	21
151〜180日	5.9%	51	3	48
- 180日超 (信用減損)	80.8%	1,629	1,317	312
営業債権合計		**7,880**	**1,373**	**6,507**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	2.2%	1,401	31	1,370
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
- 1〜30日	-	35	-	35
31〜60日	-	219	-	219
61〜90日	-	-	-	-
91〜120日	-	-	-	-
121〜150日	-	-	-	-
151〜180日	-	2	-	2
- 180日超 (信用減損)	16.3%	147	24	123
その他の金融資産合計		**1,804**	**55**	**1,749**
合計		**9,763**	**1,428**	**8,335**

契約資産、営業債権及びその他の金融資産:集合的測定

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	**1.3%**	**150**	**2**	**148**
営業債権				
支払期限前営業債権	2.9%	8,322	239	8,083
支払期限経過営業債権:				
- 1～30日	2.6%	802	21	781
31～60日	44.3%	70	31	39
61～90日	19.5%	210	41	169
91～120日	25.8%	132	34	98
121～150日	50.8%	132	67	65
151～180日	52.9%	119	63	56
- 180日超 (信用減損)	57.9%	3,428	1,984	1,444
営業債権合計		**13,215**	**2,480**	**10,735**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	-	604	-	604
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
- 1～30日	66.7%	3	2	1
31～60日	-	-	-	-
61～90日	-	-	-	-
91～120日	-	-	-	-
121～150日	-	-	-	-
151～180日	-	2	-	2
- 180日超 (信用減損)	50.0%	2	1	1
その他の金融資産合計		**611**	**3**	**608**
合計		**13,976**	**2,485**	**11,491**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
契約資産	**4.3%**	**46**	**2**	**44**
営業債権				
支払期限前営業債権	2.4%	7,698	187	7,511
支払期限経過営業債権：				
- 1～30日	2.6%	535	14	521
31～60日	42.3%	123	52	71
61～90日	24.0%	275	66	209
91～120日	29.0%	186	54	132
121～150日	35.6%	146	52	94
151～180日	45.0%	129	58	71
- 180日超 (信用減損)	56.4%	3,416	1,927	1,489
営業債権合計		**12,508**	**2,410**	**10,098**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産	-	251	-	251
支払期日を過ぎたその他の金融資産				
- 1～30日	50.0%	2	1	1
31～60日	-	-	-	-
61～90日	-	-	-	-
91～120日	-	-	-	-
121～150日	-	-	-	-
151～180日	-	-	-	-
- 180日超 (信用減損)	-	-	-	-
その他の金融資産合計		**253**	**1**	**252**
合計		**12,807**	**2,413**	**10,394**

流動性リスク

流動性リスクは、現金又は別の金融資産を交付することで決済される金融負債に関連する債務を、当グループが完済できるかどうかの不確実性として顕在化する。
エネルは、適切な水準の流動性資金を確保し、関連する機会費用を最小限に抑え、満期プロファイルと資金調達源の点でバランスの取れた債務構造を維持するための対策を実施することにより、流動性リスクを管理している。
短期的には、手許流動性、短期預入金、利用可能なコミットメント信用枠、及び流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能な資金源の適切な水準の維持により流動性リスクは緩和される。
長期的には、流動性リスクは、当社債務において均衡のとれた満期特性、異なる通貨及び多様な取引先における異なる市場に係る資金調達源領域へのアクセス、の維持により軽減される。
流動性リスクの軽減は、当グループに資本市場へのアクセスを確保し資金コストを抑制する信用格付の維持を可能にし、財務状態及び経営成績に好影響を及ぼす。

当グループは以下の未使用の信用枠及びコマーシャル・ペーパー・プログラムを保有している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	一年以内に満期	一年超満期	一年以内に満期	一年超満期
コミットした信用枠	823	19,040	355	19,122
コミットしていない信用枠	734	-	980	-
コマーシャル・ペーパー	15,027	-	3,847	-
合計	**16,584**	**19,040**	**5,182**	**19,122**

成熟度分析

下表は、2023年12月31日現在の当グループの長期･短期金融負債総額の返済計画の満期プロフィールをまとめたものである。

百万ユーロ	満期						
	3か月未満	3か月 - 1年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
長期金融負債総額							
社債:							
- 上場固定利率	-	4,686	3,425	3,838	3,764	946	12,504
- 上場変動利率	186	437	342	435	221	117	884
- 非上場固定利率	-	1,357	1,351	1,126	2,448	2,023	9,824
- 非上場変動利率	-	97	97	97	97	-	40
社債合計	**186**	**6,577**	**5,215**	**5,496**	**6,530**	**3,086**	**23,252**
銀行借入金:							
- 固定利率	63	790	231	413	730	1,006	589
- 変動利率	126	1,013	1,479	2,489	1,140	1,410	4,972
- リボルビング･クレジット･ラインの使用	-	-	23	-	18	-	-
銀行借入金合計	**189**	**1,803**	**1,733**	**2,902**	**1,888**	**2,416**	**5,561**
リース:							
- 固定利率	76	180	267	243	200	166	1,720
- 変動利率	3	9	14	9	3	3	12
リース合計	**79**	**189**	**281**	**252**	**203**	**169**	**1,732**
その他のノンバンク借入金:(1)							
- 固定利率	24	39	70	69	44	8	172
- 変動利率	-	-	14	-	-	-	-
その他のノンバンク借入金合計	**24**	**39**	**84**	**69**	**44**	**8**	**172**
長期金融負債総額	**478**	**8,608**	**7,313**	**8,719**	**8,665**	**5,679**	**30,717**
短期金融負債総額							
短期銀行借入金	101	292	-	-	-	-	-
コマーシャル･ペーパー	2,499	-	-	-	-	-	-
現金担保及びその他のデリバティブによる資金調達	1,383	-	-	-	-	-	-
その他の短期金融負債(2)	489	6	-	-	-	-	-
短期金融負債合計	**4,472**	**298**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
総金融債務	**4,950**	**8,906**	**7,313**	**8,719**	**8,665**	**5,679**	**30,717**

(1) 財政状態計算書の「その他の非流動金融負債」に表示されているその他の非流動金融借入金を含む。
(2) 財政状態計算書の「その他流動金融負債」に含まれるその他流動金融借入金を含む。

商品購入コミットメント

エネルグループは、事業を遂行する上で、将来の一定時期に特定数量の商品を自己使用するために購入する契約を結んでおり、これはIFRS第9号で規定されている自己使用の免除に適格である。

以下の表は、2023年12月31日現在の未契約に関連する割引前キャッシュ・フローを報告したものである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2023-2026	2027-2031	2032-2036	**それ以降**
商品購入のコミットメント:					
- 電力	63,422	13,820	18,167	12,420	19,015
- 燃料	47,666	11,998	23,399	8,802	3,467
合計	**111,088**	**25,818**	**41,566**	**21,222**	**22,482**

注記50.金融資産及び金融負債の相殺

12月31日現在、2023 **金融資産及び金融負債を純額で決済することはエネルグループの方針ではないため、当グループは資産及び負債の相殺ポジションを保有していない。**

注記51.デリバティブ及びヘッジ会計

ヘッジ会計の要件を充たす、又はFVTPLで測定されるデリバティブ金融資産及びデリバティブ金融負債の想定元本及び公正価値の内訳を、ヘッジ関係の種類及びヘッジ対象リスクに基づいて分類し、流動商品及び非流動商品の区分に示した表は以下のとおりである。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フローが交換される基礎となる金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建ての金額は、World Markets Refinitiv（WMR）**社提供の公表期末為替レートで換算されている。**

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定		公正価値		想定		公正価値	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
デリバティブ資産								
公正価値ヘッジ・デリバティブ:								
金利	556	154	101	22	-	-	-	-
為替レート	90	99	12	15	-	-	-	-
合計	**646**	**253**	**113**	**37**	**-**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:								
金利	4,090	4,949	174	336	54	9	1	-
為替レート	11,060	16,955	1,007	1,854	4,393	4,053	145	389
- 商品に関して	4,094	4,321	883	1,270	5,560	7,416	1,818	2,366
合計	**19,244**	**26,225**	**2,064**	**3,460**	**10,007**	**11,478**	**1,964**	**2,755**
トレーディング・デリバティブ								
金利	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート	84	19	1	1	1,734	3,640	24	74
- 商品に関して	858	1,774	205	472	17,511	49,253	4,419	12,001
合計	**942**	**1,793**	**206**	**473**	**19,245**	**52,893**	**4,443**	**12,075**
デリバティブ資産合計	**20,832**	**28,271**	**2,383**	**3,970**	**29,252**	**64,371**	**6,407**	**14,830**

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定		公正価値		想定		公正価値	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
デリバティブ負債								
公正価値ヘッジ・デリバティブ:								
金利	675	1,603	27	92	554	-	17	-
為替レート	929	813	78	99	-	185	-	-
合計	**1,604**	**2,416**	**105**	**191**	**554**	**185**	**17**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:								
金利	1,897	890	91	59	100	150	-	1
為替レート	11,173	11,956	1,830	1,640	4,785	3,798	332	176
- 商品に関して	3,075	6,403	1,143	3,417	4,696	9,556	1,627	4,322
合計	**16,145**	**19,249**	**3,064**	**5,116**	**9,581**	**13,504**	**1,959**	**4,499**
トレーディング・デリバティブ								
金利	-	-	-	-	100	100	29	23
為替レート	67	52	1	1	1,807	2,096	28	34
- 商品に関して	921	1,281	203	587	16,693	45,899	4,428	11,585
合計	**988**	**1,333**	**204**	**588**	**18,600**	**48,095**	**4,485**	**11,642**
デリバティブ負債合計	**18,737**	**22,998**	**3,373**	**5,895**	**28,735**	**61,784**	**6,461**	**16,141**

前へ　次へ

51.1 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ

デリバティブは取引約定額の公正価値で当初認識され、その後、公正価値で再評価される。その結果生じる利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。
ヘッジ会計は、IFRS第9号で規定された全ての要件を充たす場合に、金利リスク、為替リスク、(仮想PPAを含む) 商品価格リスクなどのリスクを軽減するために行なわれるデリバティブに適用される。
取引の開始時に、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象との関係、ならびにリスク管理の目的と戦略を文書化する。また、当グループは、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローの変動を相殺する効果が高いかどうか、ヘッジの開始時及び継続時の双方における評価も文書化する。
ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当グループは当該取引の可能性が非常に高く、純損益に影響を与えるキャッシュ・フローにおける変動へのエクスポージャーを表示していることを評価し文書化する。
リスク・エクスポージャーの特性に応じて、当グループはデリバティブを以下のいずれかに指定している。

- **公正価値ヘッジ。**
- **キャッシュ・フロー・ヘッジ。**

当グループが晒されている金融商品から生じるリスクの性質及びその程度に関する詳細は、注記49「リスク管理」を参照のこと。
ヘッジ関係が有効であるためには以下の全ての要件を充たすこととする。

- **ヘッジ手段及びヘッジ対象との間の経済的関係の存在。**
- **信用リスクによる影響が経済関係から生じた価値変動の大部分を占めていないこと。**
- **当初指定時のヘッジ比率は、リスク管理上のヘッジ比率(すなわち、企業が実際にヘッジしているヘッジ対象の数量と、企業がヘッジ対象の数量をヘッジするために実際に使用しているヘッジ手段の数量が同じである)と同一とする。**

IFRS第9号の要件に基づき、経済関係の存在は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算を通じて当グループが評価している。

- **ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一の場合には、経済関係の存在は定性分析で評価する。**
- **一方、ヘッジ手段及びヘッジ対象のリスクが同一でない場合には、経済的関係の有無について定性的な分析に加え、定量的な手法により経済的関係の有無を検証する(すなわち線形回帰)。**

ヘッジ手段の行動がヘッジ対象の行動と一致していることを実証するために、異なるシナリオが分析される。
商品価格リスクのヘッジにおいて、経済的関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジにおける有効性に基づいて格付けされる市場で利用可能な全ての標準デリバティブ一式を可能性のあるリスク要素の各々において決定するランキング・マトリックスから推定される。
信用リスクの影響を評価するため、当グループは、リスク軽減方策 (担保、相互中途解約条項、ネッティング契約等) の存在を考慮している。

当グループは、ヘッジの非有効性を最小化させるため、ヘッジ・デリバティブの基礎リスクはヘッジ・リスクと同等であることから、全てのヘッジ関係において (商品価格リスクのヘッジを含む) ヘッジ比率を1.1に設定している。
ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価する。

- **ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致し、ヘッジ・デリバティブに係る信用リスク調整を含めた非有効の発生源が他にない場合には、ヘッジ関係は定性的な評価に基づき、充分に有効であると考えている。**
- **ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は非有効部分の発生源が少なくとも一つ存在する場合には、仮想デリバティブを伴うドル・オフセット累積法を適用してヘッジの非有効部分を定量化している。この方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の報告日と開始日との間の変動を比較するものである。**

ヘッジの非有効性の主な原因は以下であると考えられる。

- 基準差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローが、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローを変動させる変数とは異なる変数に依存している）による。
- 期間差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段の発生又は決済の日が異なる）による。
- 数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段が異なる数量又は想定元本に基づいている）による。
- その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）による。
- 信用リスク（すなわち、取引先信用リスクが、ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）による。

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、主に純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する負債又は約定の公正価値の変動に対するエクスポージャーから当グループを保護するために使用される。

ヘッジ要件を充たしヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書において認識される。

ヘッジがヘッジ会計の基準を満たさなくなった場合、実効金利法が適用されているヘッジ対象の帳簿価額の調整額は、満期までの期間にわたって損益に償却される。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識された資産もしくは負債に関連する特定のリスク、又は損益に影響を与える可能性の高い取引に起因する将来キャッシュ・フローの変動に対する当グループのエクスポージャーをヘッジするために適用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されかつ適格なデリバティブの公正価値における変動の有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する利得又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間における純損益に振替えられる（例：ヘッジされた予定売上が行われる場合）。

ヘッジ対象が非金融資産（有形固定資産や棚卸資産など）又は非金融負債で認識された場合、又は非金融資産又は非金融負債においてヘッジ対象予定取引が公正価値ヘッジ会計が適用される確定約定債務となった場合、株主持分に累積されている金額（すなわちヘッジ準備金）は取り崩され、ヘッジ対象である資産又は負債の当初認識額（取得原価又はその他の帳簿価額）に算入されなければならない（例えば、「簿価調整」）。

ヘッジ手段が失効又は売却された場合、若しくはヘッジがヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点で株主持分における利得又は損失累計額は株主持分に残り、予定取引が最終的に損益計算書に認識された時点で認識される。予定取引の発生が予想されなくなった場合は、株主持分に計上されている利得又は損失累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段として先渡を用いるヘッジ関係において、直物要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定されている場合、先渡要素（純損益又はOCI）の会計処理は事象ごとに特定する。当該アプローチは、再生可能資産に係る通貨リスクのヘッジにおいて当グループが実際に適用している。

逆に、ヘッジ手段として通貨間金利スワップを用いるヘッジ関係においては、当グループは、ヘッジ・デリバティブの指定における外国通貨のベーシス・スプレッドを区分し、ヘッジ費用としてその他の包括利益（OCI）に表示する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当グループは、一定の流動性要件に基づくダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（流動性に基づくアプローチとして知られる）を適用している。

当該アプローチでは、市場に係る最も流動性の高いデリバティブの利用を通じてヘッジを指定し、それを当該リスクをより効果的に網羅する他のデリバティブに置き換える必要がある。

リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、満期時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の双方の要件を充たしている場合に限り、新たなデリバティブの置換によりデリバティブの入替が可能である。

- 格付けの観点から、従前のデリバティブの代替として最も有効である。
- 一定の流動性要件を充たしている。

当該要件を充たしているかは四半期ごとに検証する。

ロールオーバー日において、ヘッジ関係は非継続にならない。そのため、同日以降新たなデリバティブの公正価値の変動は株主持分（ヘッジ準備金）に認識され、旧デリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

金利決定基準の改革-IBOR改革

概要

銀行間取引金利（IBOR）**とは、特定の通貨建ての資金を、翌日から12か月までの間の所与の期間において、無担保で銀行間取引市場で銀行が借り入れることのできる指標金利のことである。**
昨今、銀行が当該利率を操作して指標金利の算出に関与している事例が相次いだ。このような理由のため、各国の規制当局は、一部の指標を代替的な無リスク・レートに置き換えることを含む、抜本的な金利指標改革（IBOR**改革**）**に着手した。**
当グループの主要なエクスポージャーはEURIBOR（**ユーリボール**）**に基づいている。**
EURIBOR**は未だ**EU**ベンチマーク規制**（BMR）**に準拠しているとみなされており、市場参加者は既存契約及び新規契約の双方で**EURIBOR**を継続して用いることができる。**

主要規制機関が発表した最新のガイダンスに従い、2023**年**6**月**30**日以降、**1**ヶ月物、**3**ヶ月物及び**6**ヶ月物の米ドル**LIBOR**ベンチマークは代表的なものではなくなり、代替参照レートは担保付きオーバーナイト・ファイナンシング・レート**（SOFR）**となった。**

IBOR**改革の結果、**2019**年**9**月に公表された**IFRS**第**9**号 (**フェーズ**1) **及び**2020**年**8**月に公表された**IFRS**第**9**号 (**フェーズ**2) **の改訂を実施するにあたり、ヘッジ関係に関するいくつかの一時的な例外が認められ、それぞれ以下の事項に対応している。**

- **既存の指標金利を代替無リスク・レートに置き換える前の期間の財務報告に影響を与える置換前の課題（フェーズ1）。及び、**
- **既存の指標金利が変更又は置換され、当初の不確実性がなくなっても、ヘッジ契約及びヘッジ関係は未だ新たな指標金利を反映するように更新する必要があるために、財務報告に影響を与え得る置換後の課題（フェーズ2）。**

当グループに係るIBOR改革の影響

各国のIBOR**推移の不確実性に鑑み、当グループは、改革の影響を受ける契約の総数及び想定元本を決定した。加えて、**GBP LIBOR**に連動する契約では、すでに述べたように、**2023**年**6**月**30**日以降**USD LIBOR**ベンチマークが非代表的となることを考慮し、**2021**年に多くの契約修正が実施され、**2023**年には他の契約修正も実施された。**

債務及びデリバティブ

当グループの変動金利債務は、主にEURIBOR**をベンチマークとしており、そのほとんどが金融デリバティブを利用してヘッジされている。**
上記の通り、Euribor**は欧州ベンチマーク規制を遵守するために全面的に改革されているため、報告日現在、当グループは**Euribor**に関していかなる措置も講じる予定はない。**Euribor**との継続性にもかかわらず、置換条項が必要となる可能性があり、そのため受容された市場慣行の進展に伴い新たな契約にて当グループにより当該条項を導入することもある。**
2023**年中、当グループは**SOFR**に連動する新たなドル建て融資を獲得し、すべてのエクスポージャーを米ドル建て**LIBOR**から米ドル建て**SOFR**に変更する方法の実施に注力した。**
当グループのデリバティブは、主に国際スワップ・デリバティブ協会（ISDA）**が定める枠組み契約に基づく契約によって管理されている。**
ISDA**は、**IBOR**改革を照応して標準契約を改訂し、特定の主要指標の恒久的廃止に適用される置換条項を含めるべく**2006**年の**ISDA**定義内で変動利率の選択を変更した。当該変更は**2021**年**1**月**25**日に発効した。**2006**年における**ISDA**定義で示され**2021**年**1**月**25**日以降に実行された取引には調整済み変動利率オプション（例えば、置換条項を伴う変動利率の選択）が含まれているが、それ以前に完了した取引（以前のデリバティブ契約）は引続き**2006**年の**ISDA**定義に基づいている。**

このため、ISDAは、修正された定義を含めるための多国間修正を促進するために、IBOR予備議定書を公表した。
当グループは、EURIBORについては、(i) そのエクスポージャーとIBOR改革の進展に照らしてプロトコルを採用するか、(ii) 改革によって二国間で影響を受ける契約を事前に調整するかを検討している。

ヘッジ関係

報告日現在、ヘッジ対象及びヘッジ手段は、主にEURIBOR、SOFR及びSONIAと連動している。
当グループは、2023年12月31日現在、ヘッジ手段とヘッジ対象の両方を参照して、IBOR改革がヘッジ関係に及ぼす不確実性の影響を評価した。ヘッジ対象及びヘッジ手段の双方は、発効済みの契約改訂の結果として、銀行間市場ベース指標金利(IBORs)から代替的無リスク・レート(RFRs)にその指標設定が変更された。
特に、米ドルLIBORに連動するヘッジ手段とヘッジ対象の双方に関連する不確実性を管理するため、当グループは2023年6月30日まで、2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂(フェーズ1)で規定された一時的な例外規定の適用を継続している。従って、基礎となるヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フローに係る利率の決定において指標金利はIBOR改革の結果として変化しないことがある。当該例外は以下のヘッジ関係要件において適用される。

- 予定取引の可能性が高いかどうかの判断。
- 将来ヘッジ・キャッシュ・フローが非継続キャッシュ・フロー・ヘッジ関係で生じるかの確定。
- ヘッジ対象及びヘッジ手段の経済関係の評価。

影響を受けるヘッジ関係は、既存の指標を代替的な無リスク指標に置換することでより、無効になった可能性がある。そのリスクを回避するため、当グループは同時に代替を実施しようとしている。
さらに、当グループは、キャッシュ・フロー・ヘッジ関係で使用される金利ヘッジ商品の米ドルLIBORの参照先を、2023年に経済的に同等な新しいSOFRベンチマークに変更した。その結果、当グループは、2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂(フェーズ1)をこれらのヘッジ関係には適用しなくなり、その結果、2020年8月に公表されたIFRS第9号の改訂(フェーズ2)を適用し、IBOR改革で要求されたヘッジ関係の形式的な指定を修正し、この事象をヘッジ関係の終了とみなさずにいる。
さらに、キャッシュ・フロー・ヘッジ関係において、ヘッジ関係におけるヘッジ対象の記載を変更するにあたり、将来ヘッジ・キャッシュ・フローの決定に関する代替的な指標指数に基づきキャッシュ・フロー・ヘッジ準備金累計額を検討している。

51.1.1 ヘッジ対象リスクの種類別のヘッジ関係

金利リスク

以下の表は、2023年12月31日及び 2022年12月31日現在で未決済の取引に係る金利リスクをヘッジする商品の、想定元本額及び平均金利を、満期別に示したものである。

	満期						
百万ユーロ	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
2023年12月31日現在							
金利スワップ							
想定元本合計	708	564	879	1,975	19	3,781	7,926
ユーロ建てIRSに関連する想定元本	608	564	636	1,532	19	3,141	6,500
ユーロ建てIRSの平均金利 (%)	4.56	1.92	2.12	3.38	0.86	2.37	
米ドル建てIRSに関連する想定元本	46	-	-	444	-	210	700
米ドル建てIRSの平均金利 (%)	0.70			3.28		5.05	

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在において未決済の取引の金利リスクに関するヘッジ手段の想定元本及び公正価値を、ヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	ヘッジ対象	資産	負債		資産	負債	
		2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
金利スワップ	変動利率借入金／債券	98	-	544	20	(2)	518
金利スワップ	固定利率借入金／債券	3	(44)	1,241	2	(90)	1,239
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
金利スワップ	変動利付社債	12	(49)	1,040	29	(44)	1,190
金利スワップ	変動利付貸付資産	-	(7)	145	-	(9)	162
金利スワップ	変動利率借入金	163	(35)	4,956	307	(7)	4,646
合計		**276**	**(135)**	**7,926**	**358**	**(152)**	**7,755**

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の金利リスクに関する、ヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に区分したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
デリバティブ	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
金利スワップ	556	154	101	22	1,229	1,603	(44)	(92)
合計	**556**	**154**	**101**	**22**	**1,229**	**1,603**	**(44)**	**(92)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
金利スワップ	4,144	4,958	175	336	1,997	1,040	(91)	(60)
合計	**4,144**	**4,958**	**175**	**336**	**1,997**	**1,040**	**(91)**	**(60)**
金利デリバティブ合計	**4,700**	**5,112**	**276**	**358**	**3,226**	**2,643**	**(135)**	**(152)**

2023年12月31日現在、ヘッジ手段に分類されるデリバティブの想定元本は7,926百万ユーロとなり、これに対応する公正価値は141 百万ユーロのプラスとなった 。

2022年12月31日との比較では、想定元本は主に以下を反映して171百万ユーロ増加した。

- 159百万ユーロの金利スワップの満期。
- 原資産の早期償還に従う、150百万ユーロの金利スワップの早期解約。
- 800百万ユーロの金利スワップの新たな発生。
- 償却金利スワップの想定元本320百万ユーロ減少。

公正価値の65百万ユーロの悪化は主にイールド・カーブの進展を反映している。

公正価値ヘッジ･デリバティブ

以下の表は、2023年度及び前年度において、金利リスクに起因する公正価値ヘッジ･デリバティブ及びヘッジ対象に関して損益を通じて認識された純損益を報告するものである。

百万ユーロ	2023年度	2022年度
	純利得／(損失)	純利得／(損失)
金利ヘッジ商品	125	(84)
ヘッジ対象	(132)	75
非有効部分	**(7)**	**(9)**

以下の表は、2023年12月31日現在の財政状態計算書、及び2022年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクの公正価値ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
金利スワップ	1,785	57	57	1,757	(70)	(70)

以下の表は、2023 年12月31日現在及び2022 年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
固定利率借入金	1,186	(43)	44	1,138	(89)	(79)
固定金利債券	14	2	(2)	14	2	(2)
変動利付社債	671	41	(107)	576	(16)	(18)
合計	**1,871**	**-**	**(65)**	**1,728**	**(103)**	**(99)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる向こう数年間における期待キャッシュ・フローの表は以下のとおりである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	175	86	29	19	14	12	28
負の公正価値	(91)	(8)	(21)	(20)	(17)	(13)	(22)

以下の表は、2023年12月31日現在の財政状態計算書、及び2022年12月31日現在の財政状態計算書における、金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
金利スワップ	6,141	84	84	5,998	276	276

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における財政状態計算書上のキャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在					2022年12月31日現在				
	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	当初認識後に指定されたCFHデリバティブの純損益を通じた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	当初認識後に指定されたCFHデリバティブの純損益を通じた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分
変動利付社債	37	-	(37)	-	-	15	-	(15)	-	-
変動利付貸付資産	7	-	(7)	-	-	9	-	(9)	-	-
変動利率借入金	(149)	(20)	149	-	(1)	(327)	(28)	326	-	2
合計	**(105)**	**(20)**	**105**	**-**	**(1)**	**(303)**	**(28)**	**302**	**-**	**2**

通貨リスク

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の未決済取引の為替リスクをヘッジする金融商品について、想定元本満期プロファイル及び関連する平均契約為替レートを報告したものである。

百万ユーロ	満期						
	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
2023年12月31日現在							
通貨間金利スワップ (CCIRS)							
CCIRSの想定元本総額	4,562	2,577	1,222	2,337	2,037	13,386	26,121
CCIRSの想定元本 EUR/USD	2,213	2,036	1,132	1,560	2,037	9,102	18,080
ユーロ／米ドル平均為替レート	1.13	1.07	1.07	1.10	1.18	1.15	
CCIRSの想定元本EUR/GBP	981	-	-	577		3,856	5,414
ユーロ／英ポンド平均為替レート	0.88			0.90		0.82	
ユーロ／スイス･フランCCIRSの想定元本	242	-	-	140			382
ユーロ／スイス･フラン平均為替レート	1.07			1.21			
米ドル - ブラジル･レアルCCIRS想定元本	279	231	91	-		387	988
米ドル／ブラジル･レアル平均為替レート	5.50	5.22	5.30			4.13	
ユーロ - ブラジル･レアルCCIRS想定元本	445	231		60			736
ユーロ／ブラジル･レアル平均為替レート	6.25	6.05		3.92			
通貨先渡							
通貨先渡の想定元本総額	4,616	1,186	507				6,309
想定元本 - ユーロ／米ドル通貨先渡	3,144	1,042	507				4,693
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.10	1.11	1.13				
想定元本 - ユーロ／チリ･ペソ通貨先渡	938	141					1,079
平均通貨先渡レート - ユーロ／チリ･ペソ	873.05	885.2239					
想定元本 - ユーロ／オフショア人民元通貨先渡	175	-					175
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	7.81	-					
想定元本 - 米ドル／ブラジル･レアル通貨先渡	130						130
平均通貨先渡レート - 米ドル／ブラジル･レアル	4.95						
想定元本 - 米ドル／コロンビア･ペソ通貨先渡	122	2					124
平均通貨先渡レート - 米ドル／コロンビア･ペソ	4,498.97	4,597.37					

百万ユーロ	満期						
	2023年度	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
2022年12月31日現在							
通貨間金利スワップ (CCIRS)							
CCIRSの想定元本総額	1,908	4,831	2,648	1,265	2,380	15,701	28,733
CCIRSの想定元本 EUR/USD	1,171	2,290	2,107	1,171	1,615	11,529	19,883
ユーロ／米ドル平均為替レート	1.33	1.13	1.07	1.18	1.10	1.15	
CCIRSの想定元本EUR/GBP	-	958	-	-	564	3,721	5,243
ユーロ／英ポンド平均為替レート		0.88			0.90	0.81	
ユーロ／スイス・フランCCIRSの想定元本	-	228	-	-	132		360
ユーロ／スイス・フラン平均為替レート		1.06			1.21		
米ドル - ブラジル・レアルCCIRS想定元本	140	288	239	94	-		761
米ドル／ブラジル・レアル平均為替レート	5.22	5.50	5.22	5.29			
ユーロ - ブラジル・レアルCCIRS想定元本	597	438	181	-	70		1,286
ユーロ／ブラジル・レアル平均為替レート	6.09	6.25	6.16		3.92		
通貨先渡							
通貨先渡の想定元本総額	6,127	2,374	625	-	-	-	9,126
想定元本 - ユーロ／米ドル通貨先渡	4,713	2,345	625	-	-	-	7,683
平均通貨先渡レート - ユーロ／米ドル	1.09	1.10	1.11				
想定元本 - 米ドル／ブラジル・レアル通貨先渡	333	-	-	-	-	-	333
平均通貨先渡レート - 米ドル／ブラジル・レアル	5.61						
想定元本 - ユーロ／オフショア人民元通貨先渡	311	-	-	-	-	-	311
平均通貨先渡レート - ユーロ／オフショア人民元	7.41						
想定元本 - ユーロ／チリ・ペソ通貨先渡	199	20	-	-	-	-	219
平均通貨先渡レート - ユーロ／チリ・ペソ	906.90	921.05					
想定元本 - 米ドル／コロンビア・ペソ通貨先渡	156	2	-	-	-	-	158
平均通貨先渡レート - 米ドル／コロンビア・ペソ	4,720.74	4,444.96					

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在、未決済の取引の通貨リスクに係るヘッジ手段の想定元本及び公正価値をヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	ヘッジ対象	資産	負債		資産	負債	
		2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
公正価値ヘッジ							
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建固定金利借入／債券	12	(78)	1,019	15	(99)	1,097
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建変動利付借入	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建変動金利借入／金融資産	67	(36)	754	95	(76)	1,061
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建固定金利借入／金融資産	5	(220)	2,104	4	(233)	2,445
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建て変動利付債券	56	-	250	60	-	414
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建て固定金利債券	965	(1,724)	21,763	1,864	(1,293)	23,381
通貨間金利スワップ(CCIRS)	外貨建て将来キャッシュ・フロー	-	(43)	231	-	(50)	335
通貨先渡	外貨建て将来キャッシュ・フロー	2	(1)	117	9	(6)	326
通貨先渡	将来の外貨建て商品購入額	54	(126)	5,666	192	(135)	7,508
通貨先渡	外貨建投資商品等購入高	3	(12)	526	19	(23)	1,292
合計		**1,164**	**(2,240)**	**32,430**	**2,258**	**(1,915)**	**37,859**

キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値ヘッジには以下が含まれる。

- 想定元本24,886百万ユーロのCCIRSは、ユーロ以外の通貨建固定金利債務の為替リスクをヘッジするために使用され、その公正価値は1,040万ユーロのマイナスとなっている。
- 想定元本1,235百万ユーロのCCIRSは、ユーロ以外の通貨建ての変動金利債務の為替リスクをヘッジするために使用され、その公正価値は44百万ユーロのプラスとなっている。
- 想定元本5,783百万ユーロの通貨フォワードは、天然ガスの購入、燃料の購入、及びユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フローに関連する通貨リスクをヘッジするために使用され、公正価値のマイナス総額は71百万ユーロとなった。
- 想定元本526百万ユーロ、マイナスの公正価値9百万ユーロの通貨先渡取引は、再生可能エネルギー(蓄電池システム-BESSを含む)及びインフラ・ネットワーク部門(新世代デジタル・メーター)の投資商品の購入、クラウドサービス提供のための営業費用、再生可能エネルギー販売からの収益に関連する、表示通貨以外の通貨で予想されるキャッシュ・フローの通貨リスクを軽減するための店頭取引に関するものである。

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における為替デリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
デリバティブ	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
公正価値ヘッジ								
CCIRSs	90	99	12	15	929	998	(78)	(99)
合計	**90**	**99**	**12**	**15**	**929**	**998**	**(78)**	**(99)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
通貨先渡	1,979	4,313	59	220	4,330	4,813	(140)	(164)
CCIRSs	13,474	16,695	1,093	2,023	11,628	10,941	(2,022)	(1,652)
合計	**15,453**	**21,008**	**1,152**	**2,243**	**15,958**	**15,754**	**(2,162)**	**(1,816)**
為替デリバティブ合計	**15,543**	**21,107**	**1,164**	**2,258**	**16,887**	**16,752**	**(2,240)**	**(1,915)**

2023年12月31日現在のCCIRSの想定元本は26,121百万ユーロで、2022年12月31日現在の28,733百万ユーロから2,612百万ユーロ減少した。特に、

- 総額737百万ユーロのCCIRSが失効した。
- 米ドル建てハイブリッド債券の一部繰り上げ買戻しに伴い、CCIRSの一部巻き戻オペレーションが 行われた。この取引は、当該負債の残余部分及び関連するCCIRSの自然失効とともに、2022年12月31日時点と比較して想定元本が1,171百万ユーロ減少する要因となった。
- 新規デリバティブは109 百万ユーロとなった。ユーロの主要通貨に対する為替レートの変動や償却の影響により、想定元本は813百万ユーロ減少した。

2023年12月31日現在の想定元本は6,309百万ユーロ (2022年12月31日現在、9,126百万ユーロ)で、2,817百万ユーロ減少した。為替リスク、特に米ドルに関連するリスクは、主に天然ガスの購入、燃料の購入、投資に関するキャッシュ・フローによるものである。

2022年に原材料価格が乱高下し、ヘッジ想定元本が大幅に増加した後、2023年にはエネルギー商品の為替ヘッジ想定元本は通常の営業水準に戻った。137百万ユーロの正味公正価値の 悪化は、通常の為替レートの動向を反映したものである。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、2023年度及び前年度の為替リスクに起因する公正価値ヘッジ・デリバティブ及びヘッジ対象の公正価値の変動を反映し、損益を通じて認識された純損益を報告するものである。

百万ユーロ	2023年度	2022年度
	純利得／(損失)	純利得／(損失)
金利ヘッジ商品	20	(119)
ヘッジ対象	(12)	129
非有効部分	**8**	**10**

以下の表は、2023年12月31日現在の財政状態計算書及び 2022年12月31日現在の財政状態計算書における通貨リスクの公正価値ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
通貨間金利スワップ(CCIRS)	1,019	(66)	(68)	1,097	(84)	(87)

以下の表は、2023 年12月31日現在及び2022年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
外貨建て固定金利債券	500	(77)	48	458	(106)	90
外貨建固定利付借入	434	(7)	24	520	(8)	(2)
合計	**934**	**(84)**	**72**	**978**	**(114)**	**88**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

通貨リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる向こう数年間に期待されるキャッシュ・フローを示す表は以下の通りである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
為替相場に関するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	1,152	358	216	258	211	273	885
負の公正価値	(2,162)	(960)	(594)	(13)	(34)	(18)	(644)

以下の表は、2023年12月31日現在の財政状態計算書及び 2022年12月31日現在の財政状態計算書における通貨リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
通貨間金利スワップ(CCIRS)	25,102	(930)	(919)	27,636	371	433
通貨先渡	6,309	(80)	(73)	9,126	56	56
合計	**31,411**	**(1,010)**	**(992)**	**36,762**	**427**	**489**

2023年12月31日現在 及び2022年12月31日現在における財政状態計算書上のキャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ対象の影響を以下の表に示す。

百万ユーロ	2023年12月31日現在					2022年12月31日現在				
	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	その他の影響(1)	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	その他の効果(1)
外貨建変動利付借入	(31)	31	-	-	-	(30)	30	-	(11)	-
外貨建固定利付借入	219	(219)	4	-	-	225	(225)	(4)	-	-
外貨建て変動利付債券	(56)	56	-	-	-	(60)	60	-	-	-
外貨建て固定金利債券	861	(861)	(15)	-	118	(628)	509	(56)	-	118
外貨建て将来キャッシュ・フロー(CCIRSによるヘッジ)	43	(43)	-	-	-	50	(50)	-	-	-
外貨建て将来キャッシュ・フロー(フォワード・ヘッジ)	(1)	1	-	-	-	(3)	3	-	-	-
将来の外貨建て商品購入額	72	(72)	(1)	-	-	(60)	59	(1)	(1)	-
外貨建投資商品等購入高	3	(3)	(6)	-	-	7	(7)	1	2	-
合計	**1,110**	**(1,110)**	**(18)**	**-**	**118**	**(499)**	**379**	**(60)**	**(10)**	**118**

(1) 外貨建て債券ヘッジのためのCCIRSを取得した日から、2022年に取得したCCIRSに対する実際の融資実行までの間の直物為替レートの変動に伴う影響。

商品価格リスク

百万ユーロ	満期						
	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
2023年12月31日現在							
商品スワップ							
電力想定元本	128	106	100	284	91	286	995
電力平均商品スワップ価格（€／MWh）	87.0	44.0	37.0	59.6	32.0	34.0	
石炭／運送想定元本	-	-	-	-	-	-	-
石炭／出荷の平均商品スワップ価格（ドル／トン）	-	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	1,551	1,747	296	-	-	125	3,719
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	41.8	40.4	27.0	-	-	7.0	
石油想定元本	1,016	106	10	-	-	-	1,132
原油の平均商品スワップ価格（ドル／バレル）	86.0	78.0	69.0	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力想定元本	2,506	388	297	258	151	606	4,206
電力平均商品先渡／先物価格（ユーロ／MWh）	114.9	18.0	18.0	16.0	18.0	16.0	
石炭／運送想定元本	38	-	-	-	-	-	38
石炭/出荷の平均商品先渡/将来価格（ドル/トン）	175.0	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	4,432	377	626	-	-	-	5,435
ガスの平均商品先物･将来価格（ユーロ/MWh）	71.4	48.9	32.0	-	-	-	
CO_2想定元本	662	336	21	-	-	-	1,019
CO_2平均商品先渡/将来価格（ユーロ/トン）	91.9	93.0	84.0	-	-	-	
石油想定元本	354	-	-	-	-	-	354
原油の平均商品先渡/先物価格（ドル/バレル）	74.6	-	-	-	-	-	
商品オプション							
電力想定元本	24	39	44	39	39	342	527
電力の平均商品オプション価格（ユーロ/MWh）	27.5	30.0	30.5	34.0	34.0	34.0	
ガス想定元本	-	-	-	-	-	-	-
ガスの平均商品オプション価格（ユーロ/MWh）	-	-	-	-	-	-	
石油想定元本	-	-	-	-	-	-	-
石油平均商品オプション価格（$/bbl）	-	-	-	-	-	-	

百万ユーロ	満期						
	2023年度	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
2022年12月31日現在							
商品スワップ							
電力想定元本	653	164	143	139	132	333	1,564
電力平均商品スワップ価格（€／MWh）	162.5	77.9	48.9	47.2	45.8	29.0	
石炭／運送想定元本	1,037	-	-	-	-	-	1,037
石炭／出荷の平均商品スワップ価格（ドル／トン）	293.7	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	1,183	1,184	1,205	23	20	65	3,680
ガスの平均商品スワップ価格（ユーロ/MWh）	60.1	47.9	52.0	21.0	8.3	7.2	
石油想定元本	1,076	227	48	-	-	-	1,351
原油の平均商品スワップ価格（ドル／バレル）	105.0	93.0	82.0	-	-	-	
商品先渡／先物							
電力想定元本	2,906	509	388	294	249	720	5,066
電力平均商品先渡／先物価格（ユーロ／MWh）	148.1	35.2	17.4	17.8	15.8	15.6	
石炭／運送想定元本	-	-	-	-	-	-	-
石炭/出荷の平均商品先渡/将来価格（ドル/トン）	-	-	-	-	-	-	
ガス想定元本	7,171	4,099	229	-	-	-	11,499
ガスの平均商品先物･将来価格（ユーロ/MWh）	72.9	92.1	56.6	-	-	-	
CO_2**に関する想定元本**	1,635	226	50	-	-	-	1,911
CO_2**の平均商品先渡/先物価格**（ユーロ/トン）	81.3	94.9	94.0	-	-	-	
石油想定元本	1,263	58	-	-	-	-	1,321
原油の平均商品先渡/先物価格（ドル/バレル）	81.7	73.9	-	-	-	-	
商品オプション							
電力想定元本	16	16	16	16	16	117	197
電力の平均商品オプション価格（ユーロ/MWh）	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	33.0	
石油想定元本	70	-	-	-	-	-	70
原油の平均商品オプション価格（ユーロ/バレル）	133	-	-	-	-	-	-

以下の表は、2023年12月31日及び 2022年12月31日現在で未決済の取引に係る金利リスクをヘッジする商品の、想定元本額及び平均金利を、満期別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値	資産公正価値	想定元本		負債公正価値	負債公正価値
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
デリバティブ								
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
電力デリバティブ:								
- スワップ	684	1,213	357	982	311	352	(233)	(498)
- 先渡／先物	1,636	1,535	162	89	2,570	3,510	(763)	(898)
- オプション	527	218	93	36	-	-	(62)	(12)
電力デリバティブ合計	**2,847**	**2,966**	**612**	**1,107**	**2,881**	**3,862**	**(1,058)**	**(1,408)**
石炭／運送のデリバティブ:								
- スワップ	-	9	-	2	-	1,028	-	(373)
- 先渡／先物	-	-	-	-	38	-	(17)	-
- オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭／運送デリバティブ合計	**-**	**9**	**-**	**2**	**38**	**1,028**	**(17)**	**(373)**
ガス及び石油デリバティブ:								
- スワップ	2,785	2,302	623	666	2,066	2,729	(468)	(765)
- 先渡／先物	3,382	4,734	1,375	1,714	2,407	8,085	(1,198)	(5,182)
- オプション	-	22	-	4	-	48	-	(4)
ガス及び石油デリバティブ合計	**6,167**	**7,058**	**1,998**	**2,384**	**4,473**	**10,862**	**(1,666)**	**(5,951)**
CO_2デリバティブ:								
- スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
- 先渡／先物	640	1,704	91	143	379	207	(29)	(7)
- オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO_2デリバティブ合計	**640**	**1,704**	**91**	**143**	**379**	**207**	**(29)**	**(7)**
商品関連デリバティブ合計	**9,654**	**11,737**	**2,701**	**3,636**	**7,771**	**15,959**	**(2,770)**	**(7,739)**

この表は2023年12月31日及び2022年12月31日現在の商品価格リスクをヘッジするデリバティブの想定元本及び公正価値をヘッジの種類別に報告している。

商品に関するキャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値のプラスは、ガス及び石油商品に関するデリバティブが1,998百万ユーロ、CO_2に関するデリバティブが91百万ユーロ、電力に関するデリバティブが612百万ユーロであった。

最初のカテゴリーは、主に天然ガス価格の変動に対するヘッジであり、購入と売却の両方について、石油商品とガス製品に対して行われる。

CO_2のカテゴリーには、主に当グループのコンプライアンスのために行われるヘッジ取引が含まれる。

電力のカテゴリーには、特にスペイン及び北米における中長期のヘッジ取引が含まれる。

負債に含まれる商品に係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、ガス及び石油商品に係るデリバティブが1,666百万ユーロ、電力に係るデリバティブが1,058百万ユーロ、石炭及びCO_2に係るデリバティブがそれぞれ17百万ユーロ及び29百万ユーロである。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、商品価格リスクに関するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に見込まれるキャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	**2,701**	1,861	428	153	85	55	246
負の公正価値	**(2,770)**	(1,727)	(430)	(217)	(216)	(72)	(235)

以下の表は、2023年12月31日現在の財政状態計算書及び 2022年12月31日現在の財政状態計算書における商品価格リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
電力スワップ	995	124	126	1,564	485	469
石炭／運送スワップ	-	-	-	1,037	(371)	(371)
ガス及び石油スワップ	4,850	155	155	5,031	(99)	(98)
電力先渡／先物	4,206	(602)	(638)	5,045	(809)	(938)
石炭／運送先渡／先物	38	(17)	(17)	-	-	-
ガス及び石油先渡／先物	5,789	178	92	12,820	(3,469)	(3,673)
CO_2先渡／先物	1,019	62	62	1,911	136	138
電力オプション	528	31	31	218	24	24
ガス及び石油オプション	-	-	-	70	-	-
合計	**17,425**	**(69)**	**(189)**	**27,696**	**(4,103)**	**(4,449)**

2023年12月31日現在 及び2022年12月31日現在における財政状態計算書上のキャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ対象の影響を以下の表に示す。

百万ユーロ	2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分	当該年度の非有効性の測定に使用されたヘッジ対象の公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	CFHデリバティブの帳簿価額の非有効分
電力先物取引	491	(491)	12	(59)	602	(602)	15	(32)
石炭／運送先物取引	17	(17)	-	-	371	(371)	-	-
ガス及び石油先物取引	(422)	422	-	(118)	3,360	(3,360)	-	(232)
CO_2先物取引	(62)	62	-	-	(133)	133	-	-
合計	**24**	**(24)**	**12**	**(177)**	**4,200**	**(4,200)**	**15**	**(264)**

商品価格に関するキャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブに関しては、2023年は、過去数年間に見られたような極端な価格変動が徐々に縮小した。
キャッシュ・フロー・ヘッジ準備金の変動で最も影響が大きいのは、主にガスと電力の将来取引であり、これらの商品は価格変動の影響を最も受けたため、将来への繰り延べ額が減少した。
さらに、この変動は、過去数年間の大きな価格変動の影響を最も受けた2023年の未払金の損益への影響を通常通り解消したことにも起因する。
2023年に認識されるガスの将来取引に関する非有効性は主にスペインにおける代理ヘッジ業務に関連するものであり、一方、電力の将来取引に関する非有効性は主に北米における代理ヘッジ業務に関連するものである。

51.2 損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在におけるFVTPLにおけるデリバティブの想定元本及び公正価値を示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値	資産公正価値	想定元本		負債公正価値	負債公正価値
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
FVTPLで測定されるデリバティブ								
金利デリバティブ:								
- 金利スワップ	-	-	-	-	100	100	(29)	(23)
- 金利オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
為替デリバティブ:								
- 通貨先渡	1,818	3,659	25	75	1,874	2,102	(29)	(34)
- CCIRSs	-	-	-	-	-	46	-	(1)
商品に関して								
電力デリバティブ:								
- スワップ	243	595	24	106	68	245	(16)	(180)
- 先渡／先物	5,294	6,903	905	872	5,039	5,620	(906)	(908)
- オプション	46	7	4	15	80	140	(171)	(172)
電力デリバティブ合計	**5,583**	**7,505**	**933**	**993**	**5,187**	**6,005**	**(1,093)**	**(1,260)**
石炭デリバティブ:								
- スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
- 先渡／先物	156	115	23	21	112	1,291	(43)	(9)
- オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭デリバティブ合計	**156**	**115**	**23**	**21**	**112**	**1,291**	**(43)**	**(9)**
ガス及び石油デリバティブ:								
- スワップ	969	1,964	295	806	529	834	(167)	(550)
- 先渡／先物	10,687	40,669	2,970	10,456	10,856	38,651	(2,963)	(10,280)
- オプション	448	34	344	8	278	33	(232)	(22)
ガス及び石油デリバティブ合計	**12,104**	**42,667**	**3,609**	**11,270**	**11,663**	**39,518**	**(3,362)**	**(10,852)**
CO_2デリバティブ:								
- スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
- 先渡／先物	498	725	41	115	426	361	(42)	(35)
- オプション	12	2	14	2	11	-	(14)	-
CO_2デリバティブ合計	**510**	**727**	**55**	**117**	**437**	**361**	**(56)**	**(35)**
その他のデリバティブ:								
- スワップ	-	-	-	-	39	-	(6)	-
- 先渡／先物	16	13	4	72	171	5	(71)	(16)
- オプション	-	-	-	-	5	-	-	-
その他のデリバティブ合計	**16**	**13**	**4**	**72**	**215**	**5**	**(77)**	**(16)**
合計	**20,187**	**54,686**	**4,649**	**12,548**	**19,588**	**49,428**	**(4,689)**	**(12,230)**

2023年12月31日現在、金利に関するトレーディング・デリバティブの想定元本は100百万ユーロである。マイナス29百万ユーロの公正価値は、主にイールド・カーブの進展により、前年比6百万ユーロ悪化した。

2023年12月31日現在、為替変動デリバティブの想定元本は3,692 百万ユーロであった。2022年に経験した原材料価格のひずみにより、ヘッジ対象の想定元本が大幅に増加した後、エネルギー商品の為替ヘッジの想定元本は2023年に通常の運用水準に戻った。この結果、ヘッジの価値は全体で2,069百万ユーロ減少した。正味公正価値の45百万ユーロの悪化は、通常の為替レートの動向を反映したものである。

2023年12月31日現在、商品デリバティブの想定元本は35,983百万ユーロであった。絶対額では、エネルギー商品の価格の緩やかな下落に伴い、2022年と比較して名目金額は減少した。資産に分類される商品のトレーディング・デリバティブの公正価値は、主にガス及び石油のヘッジ3,609百万ユーロ、電力のデリバティブ933百万ユーロ、CO_2のデリバティブ55百万ユーロ、及び程度は低いが石炭及びその他の商品のデリバティブそれぞれ23百万ユーロ及び4百万ユーロの市場評価を反映している。
負債として分類された商品に係るトレーディング・デリバティブの公正価値は、主にガス及び石油ヘッジ3,362百万ユーロ、電力デリバティブ1,093百万ユーロ、CO_2、石炭及び石炭デリバティブが各々56百万ユーロ、43百万ユーロ及び77百万ユーロに該当する。
これらの金額には、トレーディング・ポートフォリオ内で管理されている取引及びヘッジ目的で設定されているがヘッジ会計の要件を満たさなかった取引が含まれている。
「その他」のカテゴリーには、天候デリバティブによるヘッジに加えて、原産地保証及びグリーン証書、すなわち再生可能エネルギー源からの電力生産に対するインセンティブ・メカニズムを用いて実施されるヘッジが含まれる。商品の価格変動リスクに加えて、最近では環境持続可能性に対する市場の関心の高まりから、以前に比べて市場の変動が大きくなっており、当グループはこれらの証書の価格変動リスクを管理する必要がある。

公正価値測定

注記52.公正価値で測定される資産及び負債

当グループは、IFRSが認識又は測定の基準として公正価値測定を要求する場合には、IFRS第13号に従って公正価値を決定している。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。
公正価値の最良の代用品は市場価格、すなわち流動的で活発な市場で実際に使用されている、現在公開されている価格である。

資産及び負債の公正価値は、公正価値の算定に用いられたインプット及び評価手法に応じて、以下の3つの階層に従って分類される。

- レベル1：公正価値は、企業が測定日にアクセス可能な活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格（調整前）に基づいて決定される。
- レベル2:公正価値が、レベル1に含まれる市場価格以外のインプットであって、当該資産又は負債について直接的（例えば価格）又は間接的（価格から導かれる）に観察可能なものに基づいて決定される場合。
- レベル3:観察不能なインプットに基づいて公正価値が決定される。

この注記では、これらの測定を実施するために使用された評価手法及びインプットに関する詳細な開示も提供する。

つまり、

- 資産又は負債の経常的な公正価値測定は、各期末現在の財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容されているものである。
- 資産又は負債の非経常的な公正価値測定は、特定の状況における財政状態計算書でIFRSにより要求又は許容されるものである。

こうした状況の会計上の取扱いに係る一般的な情報又は特定の開示においては注記2「会計方針」を参照されたい。

注記52.1 財政状態計算書における公正価値で測定される資産

以下の表は、財政状態計算書において経常的又は非経常的に公正価値で測定される資産の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値の測定及びそれらの資産の公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2023年12月31日現在				2023年12月31日現在			
FVOCIで測定される他の会社に対する持分投資	29	338	15	28	295	-	-	-	-
FVOCI評価の有価証券	29.1 30.1	505	505	-	-	81	81	-	-
FVOCIで測定する貸付資産及びその他の金融資産		39	-	-	39	-	-	-	-
FVTPLでの他の会社に対する持分投資	29	8	-	-	8	-	-	-	-
FVTPLで測定されるサービス委譲契約から生じた金融資産	29	4,080	-	4,080	-	-	-	-	-
FVTPLで測定されるJDAの金融資産		123	41	-	82	-	-	-	-
貸付資産及びFVTPLで測定するその他の金融資産		169	-	-	169	190	131	-	59
FVTPLで測定するその他の現金投資		-	-	-	-	29	29	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ:									
金利	51	101	-	101	-	-	-	-	-
為替レート	51	12	-	12	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
金利	51	174	-	174	-	1	-	1	-
為替レート	51	1,007	-	1,007	-	145	-	145	-
- 商品に関して	51	883	173	375	335	1,818	1,311	413	94
トレーディング・デリバティブ									
金利	51	-	-	-	-	-	-	-	-
為替レート	51	1	-	1	-	24	-	24	-
- 商品に関して	51	205	27	178	-	4,419	3,038	1,381	-
環境証明書に関する非金銭的補助金		-	-	-	-	18	1	11	6
公正価値で測定される棚卸資産	51	48	48	-	-	3	-	3	-
偶発的対価		5	-	-	5	2	-	2	-

「FVOCIにおける他の会社の株式投資」の公正価値は、上場会社については期末時点の市場価格に基づいて決定され、非上場会社については関連する資産及び負債の信頼性の高い評価に基づいて決定される。

「FVTPLでのサービス委譲契約による金融資産」は、主にエネル・ディストリビューション・リオデジャネイロ、エネル・ディストリビューション・セアラ、エネル・ディストリビューション・サンパウロによるブラジルにおける配電事業に関するものであり、IFRIC第12号に基づき会計処理されている。
公正価値は、入手可能な最新のレート情報及びブラジル市場の一般価格指数に基づいて純再調達原価として見積もられている。

「FVTPLでの貸付資産及びその他の金融資産」のレベル3の固定部分は、スロバク・パワー・ホールディングの売却に関連する売掛金で、2023年12月31日現在で39百万ユーロに上っている。その公正価値は契約価格方式を用いて決定されている。

「貸出金及びFVTPLで測定するその他の金融資産」の1年以内に回収される部分には、主にラテンアメリカ企業が保有するレベル1の金融預金が含まれる。
さらに、「FVTPLで測定する貸付資産及びその他金融資産」には、復興政令制定後に購入され銀行に譲渡された「スーパー・エコ・シスマ・ボーナス」債権の非流動部分（130百万ユーロ）及び流動部分（59百万ユーロ）が含まれ、その測定はレベル3に該当する。

レベル1に分類される「FVTPLによるその他の現金投資」の当期分は、主にエネル・インシュアランスの流動性を管理するためのMMFへの投資である。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場に係る商品取引においてデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場されていない金融商品の公正価値は、各金融商品の種類に適した評価方法及び報告期間末現在の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用いて決定され、市場イールド・カーブに基づいて将来予想されるキャッシュ・フローを割り引き、ワールド・マーケッツ・リフィニティブ（WMR）社が提供する為替レートを用いてユーロ以外の通貨の金額を換算する。
金利及び為替レートに関するデリバティブはすべてレベル2のインプットを用いて測定している。
商品に対するデリバティブの公正価値は、ほとんどの場合、レベル1又はレベル2のインプットを用いて測定される。これは、これらの契約が取引所の取引先、主要セクターの事業者又は金融機関と締結されるため、市場インプットに基づいて決定されるためである。
スペインの一部の長期金融契約(VPPAすなわち仮想電力購入契約)は、基礎となる変数の流動性が低いことから、より長い時間軸で測定するために内部測定モデルも部分的に使用されており、レベル3に該当する。
IFRS（国際財務報告基準）に従い、当グループは、必要に応じて金融商品の公正価値を取引相手リスク相当額に調整 するために、取引相手の信用リスク（信用評価調整額：CVA）及び自己の信用リスク（負債評価調整額：DVA） の両方を評価する。より具体的には、当グループは、ポジションの正味エクスポージャーについて潜在的将来エクスポージャーの評価手法を用いてCVA/DVA を測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別金融商品に調整を配分している。当該技法における用いられた全てのインプットは、市場で観察可能である。

52.2 財政状態計算書において公正価値で測定されない資産

継続的に公正価値で測定されないが、公正価値を報告しなければならない資産の種類ごとに、期末時点の公正価値と、それらの資産の公正価値測定が分類される公正価値階層のレベルを次の表に示す。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2023年12月31日現在				2023年12月31日現在			
投資不動産	22	98	7	-	91	-	-	-	-
棚卸資産	33	-	-	-	-	45	-	-	45

この表は、投資不動産の公正価値98百万ユーロ及び事業に使用していない不動産の棚卸資産45百万ユーロをそれぞれ報告している。この金額は、独立した専門家が行った鑑定評価の支援を受けて計算されたものであり、専門家は、関連する特定の資産に応じて異なる方法を用いた。

52.3 財政状態計算書における公正価値で測定する負債

次の表は、財政状態計算書において経常的又は非経常的に公正価値で測定される負債の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値の測定及び公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを報告している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
		2023年12月31日現在				2023年12月31日現在			
公正価値ヘッジ・デリバティブ:									
金利	51	27	-	27	-	17	-	17	-
為替レート	51	78	-	78	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
金利	51	91	-	91	-	-	-	-	-
為替レート	51	1,830	-	1,830	-	332	-	332	-
- 商品に関して	51	1,143	43	922	178	1,627	1,030	555	42
トレーディング・デリバティブ									
金利	51	-	-	-	-	29	-	29	-
為替レート	51	1	-	1	-	28	-	28	-
- 商品に関して	51	203	102	100	1	4,428	3,154	1,268	6
偶発的対価		41	-	-	41	26	-	26	-

偶発対価は主に、当グループが北米で保有する多数の株式投資に関するものであり、その公正価値は契約条件に基づいて決定された。

52.4 財政状態計算書において公正価値で測定されない負債

財政状態計算書において公正価値で測定されていないが、公正価値を報告しなければならない負債の種類ごとに、期末における公正価値と、それらの負債の公正価値測定が分類される公正価値階層のレベルを次の表に報告する。

百万ユーロ				
	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
	2023年12月31日現在			
社債:				
- 固定利率	45,727	43,287	2,440	-
- 変動利率	3,097	66	3,031	-
銀行借入金:				
- 固定利率	3,746	-	3,746	-
- 変動利率	12,933	-	12,933	-
ノンバンク借入金:				
- 固定利率	3,278	-	3,278	-
- 変動利率	59	-	59	-
合計	**68,840**	**43,353**	**25,487**	**-**

上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場金融商品の公正価値は、金融商品の種類ごとに適切な評価手法を用いて算定しており、期末時点の市場データ (エネルの信用スプレッドを含む) を用いて算定する。

その他の情報

注記53.株式に基づく報酬

2019年以降、エネルSpA（「エネル」又は「会社」）の株主総会は、イタリア民法第2359条に準拠し、当社及び／又はその子会社の経営者向けの株式に基づく長期インセンティブ制度の採用を毎年承認している。承認された各インセンティブ・プラン(2019年長期インセンティブ・プラン、2020年長期インセンティブ・プラン、2021年長期インセンティブ・プラン、2022年長期インセンティブ・プラン、2023年長期インセンティブ・プラン (以下、それぞれ「2019 LTIプラン」、「2020 LTIプラン」、「2021 LTIプラン」、「2022 LTIプラン」、「2023 LTIプラン」と総称する))は、個別の業績目標の達成を条件として、受益者に当社普通株式 (以下「本株式」と言う) を付与することを規定している。
制度の受益者は、エネルの最高経営責任者/ジェネラル・マネジャー及びエネルグループの経営者で、会社の業績に直接責任を負うか、又は戦略的利益があると考えられる役職にある。当該制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブを受益者に報奨を支給するものである。このインセンティブは、個々の受益者の固定報酬に関連して計算される基準価額として、当該報奨時に決定されるが、本制度による3年間の各業績目標の達成度に応じて、最高経営責任者/ジェネラル・マネジャー又はその他の受益者の場合には、ゼロから、個々の基準価額の280%又は180%までの範囲で変動する場合がある。
本プランでは、実質的に権利が確定したインセンティブ総額のうち、ボーナスは全額株式で支払われる：(a) LTI 2019年、2020年、2021年、2022年及び2023年プランについては、(i) 最高経営責任者／ジェネラル・マネジャーについては基準額の100%を上限とする(2022年LTIプランについては130%を上限とする）、(ii) その他の受益者については基準額の50%を上限とする(2022年LTIプランについては65%を上限とする)、(b) 2023年LTIプランの場合、(i)最高経営責任者／本部長については基準額の150%を上限とし、(ii)主要管理職を含む最高経営責任者／本部長に直属する役員については基準額の100%を上限とし、(iii)上記(i)及び(ii)に記載された受益者以外のその他の受益者については基準額の65%を上限とする。
本制度に基づく実際の賞与支給は、3年間の業績期間中に特定の業績目標を達成することが条件となる。当該目標が達成された場合、インセンティブの株式及び現金の双方の構成要素の30%は業績期間の終了の翌年に支払われ、残りの70%は業績期間の終了の2年後に支払われる。このため、長期変動報酬（合計の70%）の大部分の支払は、個別制度の業績期間終了後2年目まで繰り延べられる。
以下の表は、2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン、2023年LTIプランに関する情報である。
本制度の特徴については、1999年5月14日決議第11971号 (発行者規則) に基づき、Consob規則第84条の2の規定に準拠して作成した情報資料を参照願いたい。なおそれらは、2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日、2022年5月19日及び2023年5月10日開催の株主総会に関する、当社ウェブサイト (www.enel.com) に掲載している。

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2019LTIプラン	2019年11月12日[2]	2019年～2021年	2022年[3]	2022年～2023年[4]
2020年LTIプラン	2020年9月17日[5]	2020年～2022年	2023年[6]	2023年～2024年[7]
2021年 LTIプラン	2021年9月16日[8]	2021年～2023年	2024年[9]	2024年～2025年
2022LTIプラン	2022年9月21日[10]	2022年～2024年	2025年[11]	2025年～2026年
2023年LTIプラン	2023年10月5日[12]	2023年～2025年	2026年[13]	2026年～2027年

上記の日付に開催された株主総会で付与された承認権限事項を履行し、関連する条件に従って、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日、2022年6月16日及び2023年10月5日の取締役会において、2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン及び2023年LTIプランに対応する、自社株買いプログラムの開始を承認した。各制度において取締役会が取得を承認した株式数、実際に取得した株式数、関連する加重平均価格及び総額は以下のとおりである。

	取締役会による承認買付	実際の買付		
	株式数	株式数	加重平均価格（1株当たりユーロ）	合計（ユーロ）
2019LTIプラン	2,500,000ドル以下 最大で10,500,000百万ユーロとなる。	1,549,152[14]	6.7779	10,499,999
2020年LTIプラン	1,720,000	1,720,000[15]	7.4366	12,790,870
2021年 LTIプラン	1,620,000	1,620,000[16]	7.8737	12,755,459
2022LTIプラン	2,700,000	2,700,000[17]	5.1951	14,026,715
2023年LTIプラン	4,200,000	3,377,224[18]	6.2205[19]	21,007,908[20]

2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン及び2023年LTIプランをサポートするために行われた購入の結果として、2022年9月5日に2019年LTIプランの受益者に435,357株、2023年9月5日に2019年LTIプラン及び2020年LTIプランの受益者に1,268,689株が付与されたことを考慮すると、2023年12月31日現在、エネルは合計9,262,330 自己株式、約0.09%相当の株式資本を保有している。2023年LTIプランのための自社株買いプログラムは、2024年1月18日の買い付けをもって終了した。2023年LTIプランのために購入された株式の総数を考慮すると、本書の発行日現在、エネルは合計10,085,106株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約0.1% に相当する。
以下の情報は、2019年、2020年、2021年、2022年及び2023年に付与された資本性金融商品に関するものである。

2 取締役会が2019年LTIプランの受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2019年11月11日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
3 2021年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2019年LTIプランの業績目標の達成度を検証した。
4 2022年9月5日、当社は、2019年LTIプランの受益者が権利確定したボーナスの株式コンポーネントの一部を、プラン規則に従い付与した。2019年LTIプランの受益者が権利確定した賞与の株式部分の残りは、2023年9月5日に付与された。
5 2020LTIプランを受益者に付与する手続及び時期を取締役会が承認した日（2020年9月16日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
6 2022年12月31日現在のエネルグループの連結財務諸表の承認に際し、取締役会は2020年LTIプランの業績目標の達成度を検証した。
7 2023年9月5日、当社は、2020年LTIプランの規則に従い、受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。
8 取締役会が2021年LTIプランの受益者への付与手続き及び時期を承認した日（2021年6月9日の指名報酬委員会の提案を考慮）。
9 2023年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2021年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
10 2022年LTIプランを受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2022年6月8日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
11 2024年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2022年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
12 2023年LTIプランを受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日(2023年10月4日に開催された指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮)。
13 2025年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2023年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
14 2019年9月23日から2019年12月2日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.015%に相当する。
15 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.017%に相当する。
16 2021年6月18日から2021年7月21日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.016%に相当する。
17 2022年6月17日から2022年7月20日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.026%に相当する。
18 2023年12月31日現在の2023年LTIプランのために購入された株式数。2023年10月16日に開始された2023年LTIプランのための自社株買いプログラムは、2024年1月18日の買い付けをもって終了した。このプログラムでは、株式資本の約0.04%に相当する420万株を、加重平均価格6.3145ユーロ、総額26,520,849.002ユーロで購入した。
19 2023年12月31日現在、2023年LTIプランのために購入された株式の加重平均価格。
20 2023年12月31日現在、2023年LTIプランのために購入された株式の総額。

			2023年度		2022年度	
	付与日現在の付与株式数	付与日における1株当たりの公正価値	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数
2019LTIプラン	1,538,547	6.983	0	956,562[21]	1,021,328	435,357[22]
2020年LTIプラン	1,638,775	7.380	728,265	312,127[23]	1,631,951	-
2021年 LTIプラン	1,577,773	7.0010	1,375,671	-	1,577,773	-
2022LTIプラン	2,398,143	4.8495	2,023,677	-	2,395,323	-
2023年LTIプラン	4,040,820	5.5540	4,040,820	-		-

これらの資本性金融商品の公正価値は、付与日におけるエネル株式の市場価格に基づいて測定されている。[24]
株主持分要素の費用は、資本部分の費用は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、資本準備金を通じて権利確定期 間にわたって認識される。
当グループが2023年に損益を通じて認識したコストの総額は6百万ユーロ (2022年は11百万ユーロ) である。
2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン、2023年LTIプランに関する終了又は修正はない。

21 当該表は、2019年LTIプランの受益者に対して2023年9月5日に付与された株式数を示しており、これは、本プランの業績目標達成後に受益者から付与されたボーナスの資本部分の残りの部分である。
22 本表は、2019年LTIプランの受益者に対して2022年9月5日に付与された株式数を示しており、これは、本プランの業績目標の達成に伴い受益者から付与されたボーナスのうち、資本部分を構成する。ボーナスの資本部分の残りの部分は、2019年LTIプランの規則の条件と手続きに従って、2023年9月5日に支払われた。
23 本表は、2020年LTIプランの受益者に対して2023年9月5日に付与された株式数を示しており、これは、本プランの業績目標の達成に伴い受益者から付与されたボーナスのうち、資本部分を構成している。ボーナスの資本部分の残りの部分の支出は、2020 LTIプランの規則の条件と手続きに従って2024年度に繰り延べられる。
24 2019年LTIプランについては、付与日は2019年11月12日、すなわち2019年LTIプランに基づく付与の手続き及び受益者への付与時期を承認した取締役会の開催日である。
2020年LTIプランについては、2020年LTIプランに基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である2020年9月17日を付与日とする。
2021年LTIプランについては、2021年LTIプランに基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である2021年9月16日を付与日とする。
2022年LTIプランについては、2022年LTIプランに基づく受益者への付与の手続き及び時期を承認した取締役会の開催日である2022年9月21日を付与日とする。
2023年LTIプランについては、付与日は2023年10月5日、すなわち2023年LTIプランに基づく受益者への付与手続き及び付与時期を承認した取締役会の開催日である。

注記54.関連当事者

エネルは、発電、配電、輸送、電力販売及び天然ガス販売の事業者として、グループの支配株主であるイタリア国が直接的又は間接的に支配する数多くの企業と取引を行っている。

以下の表は、そのような取引相手と行った主な取引の種類をまとめたものである。

関連当事者	関係	主な取引の性質
単独のバイヤー	経済財務省が（間接的に）完全支配	市場保護強化のための電力購入。
カーサ・デポジティ・エ・プレシーティ・グループ	経済財務省による直接支配	アンシラリーサービス市場（テルナ）での電力販売 送電サービスの販売（エニ・グループ） 送電、給電及び検針サービスの購入（テルナ） 郵便サービスの購入（ポステ・イタリアーナ） 発電所用燃料及び天然ガス備蓄供給サービスの購入（エニ・グループ）
ESO‐エネルギーサービス事業者	経済財務省による（直接）完全支配	補助金交付の対象となる電力の販売 再生可能資源インセンティブのA3コンポーネントの支払
EMO‐エネルギー市場事業者	経済財務省によって（間接的に）完全にコントロールされている。	電力取引所に係る電力販売（EMO）。 揚水及び発電所計画において電力取引所に係る電力の購入（EMO）。
レオナルド・グループ	経済財務省による直接支配。	ITサービスの購入及び物品の供給。

また、当グループは基本的に、関連会社又は当グループが非支配持分を有する会社と商取引を行っている。
最後に、エネルは年金基金FOPEN及びFONDENEL、エネル財団及びエネル非営利会社エネル・クオーレ（社会・医療支援に専念）とも関係を維持している。
関連当事者との取引はすべて、通常の市場取引条件で行われ、場合によってはエネルギー・ネットワーク・環境規制庁が決定する。

前へ　次へ

2023年12月31日及び2022年12月31日現在の関連当事者、関連会社及び合弁会社との取引及び当該期間中の取引は以下のとおりである。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	カッサ・デポジティ・グループ (1)	その他	2023年度合計	関連会社及び合弁事業	2023年度総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)
損益計算書										
販売及びサービスから生じた収益	-	3,172	14	3,626	224	**7,036**	224	**7,260**	**92,882**	**7.8%**
その他の収益	-	-	-	10	3	**13**	5	**18**	**2,683**	**0.7%**
その他の金融収益	-	-	-	2	-	**2**	237	**239**	**2,916**	**8.2%**
電力、ガス及び燃料の購入	2,035	7,098	11	2,304	2	**11,450**	128	**11,578**	**46,270**	**25.0%**
サービス及びその他の原材料の費用	-	63	2	2,751	72	**2,888**	463	**3,351**	**18,304**	**18.3%**
その他の営業費用	11	201	355	51	2	**620**	-	**620**	**6,125**	**10.1%**
商品契約から生じた純損益	-	-	-	-	-	**-**	(7)	**(7)**	**(2,966)**	**0.2%**
その他の金融費用	1	-	-	29	-	**30**	59	**89**	**5,966**	**1.5%**

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	カッサ・デポジティ・グループ (1)	その他	2023年12月31日現在の合計	関連会社及び合弁事業	2023年12月31日現在の総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	-	1	**1**	1,929	**1,930**	**8,750**	**22.1%**
非流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	4	**4**	**2,383**	**0.2%**
その他の非流動資産	-	-	-	6	-	**6**	-	**6**	**2,249**	**0.3%**
営業債権	-	84	7	940	59	**1,090**	176	**1,266**	**17,773**	**7.1%**
その他の流動金融資産	-	-	-	5	1	**6**	168	**174**	**4,329**	**4.0%**
その他の流動資産	-	-	17	23	3	**43**	49	**92**	**4,099**	**2.2%**
長期借入金	-	-	-	357	-	**357**	302	**659**	**61,085**	**1.1%**
非流動契約負債	-	-	-	11	7	**18**	-	**18**	**5,743**	**0.3%**
非流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**3,373**	**0.2%**
短期借入金	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**4,769**	**0.1%**
一年以内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	22	**111**	**9,086**	**1.2%**
営業債務	497	201	378	1,616	8	**2,700**	129	**2,829**	**15,821**	**17.9%**
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	15	**15**	**6,461**	**0.2%**
流動契約負債	-	-	-	31	22	**53**	-	**53**	**2,126**	**2.5%**
その他の流動負債	-	-	-	3	34	**37**	3	**40**	**14,760**	**0.3%**
その他の情報										
発行済保証書	-	-	-	10	60	**70**	-	**70**		
受領済保証書	-	-	-	136	36	**172**	-	**172**		
コミットメント	-	-	-	23	-	**23**	-	**23**		

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	カッサ・デポジティ・グループ (1)	その他	2022年度合計	関連会社及び合弁事業	2022年度総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)
損益計算書										
販売及びサービスから生じた収益	-	7,949	87	4,497	196	**12,729**	210	**12,939**	**135,653**	**9.5%**
その他の収益	-	-	-	389	-	**389**	-	**389**	**4,864**	**8.0%**
その他の金融収益	-	-	-	-	-	**-**	154	**154**	**3,430**	**4.5%**
電力、ガス及び燃料の購入	6,379	16,817	2	4,266	3	**27,467**	413	**27,880**	**96,896**	**28.8%**
サービス及びその他の原材料の費用	-	220	2	3,258	73	**3,553**	247	**3,800**	**20,228**	**18.8%**
その他の営業費用	10	147	-	420	3	**580**	1	**581**	**4,685**	**12.4%**
商品契約から生じた純損益	-	-	-	50	-	**50**	-	**50**	**2,365**	**2.1%**
その他の金融費用	1	-	2	10	-	**13**	21	**34**	**5,880**	**0.6%**

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

百万ユーロ

	単独のバイヤー	EMO	ESO	カッサ・デポジティ・グループ (1)	その他	2022年12月31日現在の合計	関連会社及び合弁事業	2022年12月31日現在の総合計	財務諸表上の合計	割合 (%)
財政状態計算書										
その他の非流動金融資産	-	-	-	-	-	**-**	1,885	**1,885**	**8,359**	**22.6%**
営業債権	-	220	6	1,040	38	**1,304**	259	**1,563**	**16,605**	**9.4%**
流動デリバティブ資産	-	-	-	-	-	**-**	5	**5**	**14,830**	**-**
その他の流動金融資産	-	-	-	5	-	**5**	99	**104**	**13,753**	**0.8%**
その他の流動資産	-	-	30	58	2	**90**	63	**153**	**4,314**	**3.5%**
長期借入金	-	-	-	447	-	**447**	327	**774**	**68,191**	**1.1%**
非流動契約負債	-	-	-	9	8	**17**	-	**17**	**5,747**	**0.3%**
非流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	**-**	9	**9**	**5,895**	**0.2%**
短期借入金	-	-	-	-	-	**-**	14	**14**	**18,392**	**0.1%**
一年以内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	**89**	21	**110**	**2,835**	**3.9%**
営業債務	1,211	305	6	1,097	(1)	**2,618**	192	**2,810**	**17,641**	**15.9%**
その他の流動金融負債	-	-	-	-	-	**-**	1	**1**	**853**	**0.1%**
流動契約負債	-	-	-	23	20	**43**	-	**43**	**1,775**	**2.4%**
その他の流動負債	-	-	-	3	23	**26**	21	**47**	**11,713**	**0.4%**
その他の情報										
発行済保証書	-	20	-	11	58	**89**	-	**89**		
受領済保証書	-	-	-	134	36	**170**	-	**170**		
コミットメント	-	-	-	149	-	**149**	-	**149**		

(1) **主に以下の残高を含む。**Terna、Cassa Depositi e Prestiti SpA、Eni、Snam、Poste Italiane、Ansaldo Energia、Italgas。

前へ　次へ

IAS第24号の下に規定されている取締役、監査役会メンバー及び経営幹部の報酬の開示については、以下の表を参照のこと。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネジャーの報酬				
短期従業員給付	5	5	-	-
退職給付	5	-	5	-
株式に基づく報酬	1	1	-	-
合計	**11**	**6**	**5**	**83.3%**

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
主要経営幹部の報酬				
短期従業員給付	8	13	(5)	-38.5%
退職給付	4	-	4	-
株式に基づく報酬	1	2	(1)	-50.0%
合計	**13**	**15**	**(2)**	**-13.3%**

2010年11月、エネルSpAの取締役会は、エネルSpAが直接又は子会社を通じて行う関連当事者との取引の承認及び執行に関する統制手続き (関連当事者との取引に関するエネル手続き) を承認した。この手続き (/で入手可能) は、関連当事者との取引の透明性と手続き上及び実質的な妥当性を確保するための規則を定めるものである。これは、イタリア民法第2391条の2の規定及びCONSOBが2010年3月12日の決議第17221号 (修正を含む) により発行した施行規則 (「CONSOB規則」) の実施において採択された。

2023年度には、CONSOB規則に基づく財務諸表への開示が必要な関連当事者との取引は行われなかった。

注記55.政府補助金-法律124／2017第1条第125項～第129項による開示

改正された法律124／2017第1条第125項～第129項に従い、以下はイタリアの公的機関及び団体から受領した助成金、ならびにエネルSpA及び完全連結子会社から企業、個人、公的及び私的団体への寄付に関する情報を提供している。開示内容は以下の項目から成る。(i) イタリアの公的機関／国家機関から受領した助成金、(ii)エネルSpA及びグループ子会社からイタリアに居住又は設立された公私の団体に対する寄付金。

以下の開示は、複数の金融取引で行われた場合でも、同一の付与者／提供者によって行われた10,000ユーロを超える支払いが2023年中に行われたものを含んでいる。これらは現金主義で認識されている。

2018年12月14日付け法律第135号第3条の4、2019年2月11日付け法令第12号で批准した規定に準拠し、受領した贈与においては、2012年12月24日付け法令第234号第52条に規定する国家援助登録簿に記載されている情報を参照のこと。

前へ　　次へ

補助金受領額 単位百万ユーロ

金融機関／助成機関	受益者	合計	注記
シチリア州	エネルXモビリティSrl（2023年7月1日以降はエネルXウェイ・イタリアSrl）	(1.03)	PNIRE シチリア州予算によるシチリア・スマート・チャージ・プロジェクトへの助成金の支払い。
MIUR	エネル X Srl	(0.38)	PON MIUR R&SSI PNR 2015-2020のもとで実施されるSE4Iプロジェクト申請に対する助成金の支払い。
ミミット	エネル・プロドゥツィオーネ SpA	(0.04)	2015年Bando Industriaの下で融資されたHydrostoreプロジェクトの助成金残高。
メース	e-distribuzione SpA	(347.79)	NRRPのスマートグリッドとレジリエンス・プロジェクトの10%前払金。
メース	e-distribuzione SpA	(15.68)	PON IC 2014/2020 FESR, ASSE IV, AZIONE 4,3,1,プロジェクトの進捗支払金。アグリジェント、パチーノ、プリオーロ、カンパニーャ、チミンナ、ヴァルガルネラ、サンタ・クローチェ・カメリーナ、ムッソメリ、スコルディア、ラグーザ 3。
欧州委員会	e-distribuzione SpA	(0.10)	研究開発プロジェクト「ライフ・ラナリオ」（LIFE資金プログラム）の進捗支払金。
欧州委員会	e-distribuzione SpA	(0.02)	研究開発プロジェクト「Flexplan」（H2020資金調達プログラム）の進捗支払金。
メース	e-distribuzione SpA	(10.69)	研究開発プロジェクト「プーリア・アクティブ・ネットワーク」（NER 300 funding program）の進捗支払金。
		(375.73)	**合計**

助成金単位百万ユーロ

付与権者	受益者	金額合計	注記
エネルSpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	0.10	寄付
エネルSpA	エネル･クオーレ･オンラス	0.59	2023年に特定されたプロジェクトを支援するための寄付。
エネルSpA	ルイス･グイド･カルリ	0.07	科学技術及び人文学的知識の開発と伝達のための寄付
エネルSpA	ヒューマン･ファウンデーション	0.05	社会問題に対する革新的な解決策を生み出し、開発するための寄付
エネルSpA	FGSオンラス	0.03	機会均等促進寄付
エネル X Srl	エネル･クオーレ･オンラス	0.04	2023年の拠出
エネル･グリーン･パワー･イタリア	イタリア海軍 ベッルーノ支部	0.04	「Vela per Tutti」プロジェクトへの寄付
エネル･グリーン･パワー･イタリア	イタリア海軍 ベッルーノ支部	0.02	「Vela per Tutti」プロジェクトへの寄付
エネル･プロドゥツィオーネ SpA	ヴァジョン財団 9 Ottobre 1963 Onlus	0.05	寄付 ヴァジョン財団
エネル･プロドゥツィオーネ SpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	0.41	2023年交付金第1回分割払
エネル･プロドゥツィオーネ SpA	エネル･クオーレ･オンラス	0.15	2023年交付金第1回分割払
エネル･プロドゥツィオーネ SpA	エネル･クオーレ･オンラス	0.70	2022年度助成残余分
エネル･プロドゥツィオーネ SpA	チヴィタヴェッキア市	0.08	サステナビリティ計画 チヴィタヴェッキア市
エネル･プロドゥツィオーネ SpA	ポルト･エンペドクレ岬	0.03	ポルト･エンペドクレ港湾局が軍用車両を駐車するための、日陰となる取り外し可能な金属製構造物の設計、建設、設置。
エネル･エネルギアSpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	0.90	2023年拠出金の50%前払い
エネル･エネルギアSpA	エネル･クオーレ･オンラス	0.33	2023年拠出金の20%前払い
エネル･エネルギアSpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	0.89	残高 2022年拠出金
エネル･イタリア SpA	エネル･クオーレ･オンラス	0.07	2022年度特別貢献
エネル･イタリア SpA	カポネ･ヴァレンティーナ	0.01	Alleva la speranza Greenwillへの寄付様式
エネル･イタリア SpA	サンタ･チェチーリア･アカデミア財団	0.60	財団の文化活動を支援するための寄付
エネル･イタリア SpA	ミラノ･スカラ座	0.60	財団の文化活動を支援するための、スカラ座への寄付。
エネル･イタリア SpA	MAXXI財団	0.60	財団の文化活動を支援するための寄付
エネル･イタリア SpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	0.05	研究及び高等教育プロジェクトを支援するための2022年の寄付金。
エネル･イタリア SpA	クローチェ･ロッサ･イタリアーナ	0.26	エネルSpA事業所内のCOVID予防接種センター用に購入した医療･健康機器／資材の寄贈。
エネル･グローバル･トレーディング SpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	1.02	研究及び高度教育プロジェクト支援及び進展目的貢献。
e-distribuzione SpA	エネル･クオーレ･オンラス	1.89	2022年度助成残余分80%。
e-distribuzione SpA	エネル･クオーレ･オンラス	0.33	2023年度助成残余分20%。
e-distribuzione SpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	1.28	2022年度助成残余分50%。
e-distribuzione SpA	フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	0.88	2023年度助成残余分50%。
e-distribuzione SpA	市民保護総局 閣僚委員会委員長	0.67	エネルギー共同体が欧州連合市民保護メカニズム（UCPM）と協力して推進するウクライナのエネルギー部門を支援する取り組みの一環として、企業資産をウクライナ当局への無料での輸送･引き渡し。
		12.74	合計

前へ　次へ

注記56.契約上のコミットメント及び保証

エネルグループが締結したコミットメント及び第三者に供与した保証は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2023年12月31日 現在	2022年12月31日 現在	増減
保証の付与:			
- 第三者に対する抵当及びその他の保証	3,407	4,296	(889)
サプライヤーへのコミットメント:			
- 電力購入	63,422	64,878	(1,456)
- 燃料購入	47,666	96,996	(49,330)
- 各種供給	3,017	2,449	568
- 入札	6,982	6,165	817
- その他	6,483	6,889	(406)
合計	**127,570**	**177,377**	**(49,807)**
合計	**130,977**	**181,673**	**(50,696)**

2022年12月31日と比較すると、「電力購入」のコミットメントが1,456百万ユーロ減少したが、これは主にラテンアメリカ、特にチリの企業と電力価格の動向によるものである。

「燃料購入」のコミットメントにおける49,330百万ユーロの減少は、主に2022年との比較における、特にイタリアとスペインにおけるガス価格の下落に関連している。

コミットメント及び保証の期限切れに関する詳細は、注記49の「商品購入コミットメント」の項を参照されたい。

注記57.偶発資産及び債務

2023年12月31日現在の主な偶発資産及び偶発負債は、IAS第37号に定める要件を満たしていないため、連結財務諸表では認識していない。

水力発電委譲 - イタリア

大規模水力発電コンセッションを管理するイタリアの規則は、ごく最近になって「簡素化法令」(2018年布告第135号、2019年2月11日法律第12号批准)によって修正され、これにより、終了時のコンセッションの付与と、新しいコンセッション保有者に移転される当該コンセッションに関連する資産及び事業の評価に関する一連の改革が導入された。この法律はまた、委譲報酬の課題に多くの変更を導入し、固定及び変動する料金の構成要素を確立し、公共団体に無料で電力を提供する義務 (委譲対象となる施設の平均公称容量kWごとに220 kWhの電力) を課した。この国内法を実施するため、また特定の権限に基づいて、今日までにさまざまな地域 (ロンバルディア州、ピエモンテ州、エミリア＝ロマーニャ州、フリウリ＝ヴェネツィア・ジュリア州、トレント州、ヴェネト州、カラブリア州、バジリカータ州、アブルッツォ州、ウンブリア州) が州法を実施する地域法を制定し、二重料金の支払いと無料電力供給の収益化を要請している。
エネル・プロドゥツィオーネ SpAとエネル・グリーン・パワーは、個々の地域法に基づいて発行された法律の実施と、それに続く料金の支払い通知、及び無料電力供給の収益化について、それらが無効であると宣言されることを求め、国内法と地域法の両方の憲法上の違法性の問題を提起し、上級公共水資源裁判所に異議を申し立てた。
これらの企業は、地域的な実施法、及びそれらが実施する地域的な法律が憲法上違法であると申し立て、訴訟を開始し、まず、国内法及び、正当な期待、財産権、合理性、民間主導、譲歩に関するイタリア憲法と欧州法の両方によって保護されている様々な基本原則に違反していると主張した。

> これらの法令は、デュアルコンポーネント料金及び無償電力又はそれに相当する金融サービスの供給義務の有効な大規模転用コンセッションへの遡及適用を規定していること。

＞　国内法では想定されていない無償エネルギー供給義務の金銭化を命じていること。
さらに、地域が新たな二重料金 (固定部分と変動部分に分けられる) を支払い、関連する金銭的価値の支払いという形で年間一定量の電力を無料で供給するという新たな義務を導入することは、まだ失効していない有効な委譲権利の保有者も支払うことになり、委譲関係に予期せぬ不合理な財政的不均衡を生み出すこと。この状況は、長期的な関係の文脈において軽蔑的な修正が導入された場合に憲法判例法によって遵守が要求される委譲報酬の合理性、比例性及び正当な期待の原則と明らかに対照的であること。
国内法及び地域施行法はともに、財産権、法的確実性の原則、企業の自由などの共同体の原則と憲法上の原則に抵触していること。特に、当該法令は、委譲元から委譲先への事業部門の移転について明確に規定しておらず、また、移転される事業の検認について不適切な基準を設定しており、本質的に憲法上の原則に抵触した収用の仕組みを創設される恐れがあること。
ロンバルディア州とピエモンテ州で係争中の訴訟案件は、2024年4月24日と2024年6月12日の合同審問に延期されたが、残りの訴訟はまだ予備調査段階にある。

独占禁止法手続き 12461 - EE - 契約更新 - イタリア

2022年12月13日、競争当局は、Enel Energia SpA (「会社」又は「EE」) 及び他の6社(ヘラ、A2A、アセア、エニプレニチュード、エンジー、エジソン)に対し、不公正な商慣行(消費者法の特定の条項及び政令115/2022の第3条、第2次「援助政令」の違反)に関する手続きを開始したことを通知した。
特に、競争当局は、EEが2022年5月から10月までの間に、更新の対象となる財務条件の満了日を特定せず、供給関係の財務条件を変更するための不当な不認可の行使を意味する範囲で、包括的かつ省略されたとされる価格変更の通知を顧客に送付したことを、前述の第二援助令第3条に違反していると主張した。
手続を開始する措置に伴い、競争当局は、予防的に新たな価格変更通知の送付を禁止し、既に送付された通知の訂正を命じた。EEを含む命令の対象となったすべての事業者は、第二次援助命令(8月10日から4月30日まで、その後、政令198/2022「ミレプロローグ令」により2023年6月30日まで延長された)で示された期間に、供給者に対していかなる価格変更も禁止されていたという前提に基づいた規定に異議を申し立てた。
2022年12月22日の国務院の布告及び2022年12月29日のミレプロローゲ法令 (契約上の通知条件を遵守し、相手方の撤回権を侵害することなく契約の更新 (失効しつつある申込みの) に対する法令第3条の適用を除外することにより、これらの契約の更新を変法 (ius variandi =イウス・バリアンディ) の対象と区別し、競争当局は、2022年12月29日に新たな予防措置を講じて、当初の予防措置の一部支持を命じ、失効日が具体的に特定されていない、又は顧客に送付された関連通知においていかなる場合にも事前に決定可能でない失効契約の財務条件の変更又は更新の禁止を確認した。EEはこの措置に対し、追加理由を求めて上訴した。
2023年5月19日、ラツィオ州行政裁判所は、EE社の主張を認めて、競争当局が2022年12月12日及び2022年12月29日に行った2件の予防措置を無効とする判決を下した。同裁判所によれば、立法者が停止を意図したのは協定のルール部分に対する変更のみであり、期限切れや失効した価格の更新は停止されなかった。AGCMとEEはともに、この判決を不服として国家評議会に提訴し、現在係争中である。
一方、2023年11月15日には、不公正な商慣行に関する手続において行動する競争当局が、消費者法第24条及び第25条に違反するとの裁定を下し、EEに対し10百万ユーロの罰金を科し、EEは2023年12月15日にこれを支払った。2024年1月15日、EEはラツィオ州行政裁判所に罰金無効を訴えた。
2024年3月20日に行われた審理の後に出された命令で、ラツィオ州行政裁判所は、2024年7月17日に予定されている本案審問で上訴の理由を述べるために当事者が共同で提出した請願を認めた。

事故に関するe-distribuzioneに対する刑事訴訟 - イタリア

2021年7月1日、e-distribuzione SpAは、2021年6月27日から28日の間の夜に起こった請負業者の従業員が負傷し、その後死亡した事故を受けて、ターラント検察庁によって開始された政令231/2001に従って、多くの従業員とマネージャー、及びe-distribuzione SpA自体に対する訴訟手続きの通知を受けた。

捜査段階では、再現不可能な技術的評価が命じられ、2021年12月15日付の検察技術コンサルタントの報告書が提出され、検察官の立件に組み込まれた。

その後、被告の一部と死亡した労働者が雇用されていた下請け業者に対して、起訴棄却の通知が送られた。刑事訴訟法*第415*条の2に基づく予備捜査の終了通知が残りの被告及び会社に送付され、2023年4月17日、ターラント裁判所の予備審問判事による予備審問を2023年5月23日に設定する通知が送達された。延期の後、予備審問は2024年2月20日に継続される予定であり、被告の1人からの司法取引の要請を含む当事者の審問が行われた。裁判所はその後、審理を2024年5月21日に再延期し、裁判にかけるかどうかの決定を下した。

保険会社との合意により、死亡者の相続人と和解を成立させ、責任を認めずに負傷者の請求権を消滅させるプロセスが定義された。

仲裁手続き Enel Produzione SpA - **イタリア**

2023年第4四半期に、ある石炭供給者がエネル･プロドゥツィオーネ社に対して仲裁手続きを開始し、2021年中に当事者間で取り決められた特定の石炭供給契約の履行を要求したが、その履行は2022年3月、EU規則No.269/2014及びNo.833/2014により課された制裁によりエネル･プロドゥツィオーネ社により停止された。すでに実行された供給に対して約11百万ドル、予想される供給業者に対して約62百万ドルと利息を請求した。仲裁手続きは係争中であり、現時点では2025年に完了する見込みである。

グリーンネットワーク訴訟 - イタリア

2019年5月8日付召喚状により、Green Network SpA (GN) はEnelEnergiSpA (EE) をローマ裁判所に提訴し、EEが競合事業者に移ったであろう顧客を取り戻すために行ったとされる反競争的行為 (違法な利益獲得行為を含む) を確認し、その結果として同裁判所はEEに対し116,049,056ユーロの損害賠償金と利息及び再評価額の支払いと判決の公表を命じた。EEは正式に出廷し、事実上及び法律上、相手方の請求の正当性を争い、請求の完全否定と、軽率な訴訟に対する原告の損害賠償命令を求めた。裁判所の命令による音声鑑定が行われた予備調査段階を実施した後、裁判所は原告のさらなる予備調査の要請を却下し、2024年6月27日に予定されている審理まで事件を延期した。

エネル･エネルギアに対する罰則手続き - イタリア

2024年2月29日、個人データ保護局（DPA）は、エネル･エネルギア･スパ（Enel Energia SpA）に対し、多くの規定措置に加え、79,107,101ユーロの罰金を課すと発表した。

この訴訟は、2023年7月にDPAによって起こされた訴訟に端を発しており、DPAは、2015年から2022年の間に、代理店の運営を監視･管理するための適切なシステムを採用していなかったとして告発され、代理店はまた、公式に任命されていないオペレーターを使用し、自社に損害を与えても利益を最大化することだけを目的としていた。

他方同社は、自らの保護のために行動し、罰則措置によって対処された状況に関与した機関に対して契約上定められたすべての措置を既に講じており、悪質な行為を行った事業者に対しても刑事告訴を行っていた。

同社は、DPAが提起した異議は根拠がないと考えており、ローマの民事裁判所に対し、罰金の支払いと規定措置の両方の停止を求める請求を提出し、同規定に異議を申し立てる意向である。

BEGに関する訴訟 - イタリア、フランス、ルクセンブルク

エネルパワーSpA (**現エネルパワー**Srl) **は、イタリアで**BEG SpA (BEG**社**) **が開始した仲裁手続きに続き、**2002**年に同社に有利な判決を得たが、**2010**年に大審院がこれを支持し、エネルパワー**SpA**によるアルバニアでの水力発電所建設の可能性の評価に関する契約違反の疑いに関する損害賠償請求を全面的に棄却した。その後、**BEG**は、子会社であるアルバニア**BEG Ambient**を通じて、エネルパワー**SpA**及びエネル**lSpA (**エネル**) 社を相手にアルバニアで提訴し、**2009**年3月24日にティラナ地方裁判所の判決を得たが、それは同社及びエネル**SpA**に対し、**2004**年の約25百万ユーロの不法行為による損害賠償金及びその後数年間の不定額の不法行為による損害賠償金を支払うよう命じるものであった。判決を受けて、**Albania BEG Ambient**は430百万ユーロを超える支払を要求した。

2016年11月5日、エネル及びエネルパワーは、2009年3月24日にTirana地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に訴状を申立てた。 本訴訟手続きはまだ係争中である。

2022年3月7日付けRome 控訴院の判決で、Rome裁判所でエネル及びエネルパワーにより着手されたさらなる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてエネルパワーの有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってRome控訴院は2015年6月16日Rome裁判所で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。

2021年5月20日、欧州人権裁判所 (ECHR) は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の上訴について、判決を下した。上訴について、判決を下した。当該決定により、同裁判所は、上記仲裁手続の再開を求めるBEGの請求を棄却、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約12億ユーロの金銭的損害に関するBEGの損害賠償請求を棄却、非金銭的損害における15,000ユーロのみを認めた。

しかしながら、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠がなく見せかけであるとみなした訴訟をもって、ECHR判決の結果として約18億ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、Milan裁判所においてイタリア国を提訴することも決定した。本件でBEGはエネルSpA及びエネルパワーの連帯責任も主張している。2022年6月14日付け判決をもって、Milan裁判所は、州弁護士により提起された管轄外の異議を受入れ、イタリア国の関与原因の審理の管轄から当該裁判所が排他されているとして、Rome裁判所に有利な審理管轄外を宣言し、BEGに被告人に有利な訴訟手続費用を支払うよう命じ、BEGは2022年10月14日の法定期限内にRome裁判所に命令に対して応対せず、手続は終了した。

しばらくして、2022年11月3日、BEGは終了した手続の損害賠償請求と同じ内容をMilan裁判所に再提出し、BEGが当該判決に同意しないと表明したイタリア国を除外した同じ被告に対して新たな呼出状を提出した。エネル及びエネルパワーは、以前と同様の訴訟のように、全くもっともらしいが根拠がないと考えられる請求に異議を唱えるため、法廷に出頭して抗弁する準備をしている。証拠認否の審理の後、裁判所は2023年10月26日、原告の予備的請求を却下する決定を下し、本件を判決準備完了とみなして、最終弁論を2024年10月17日に予定 した。

2009年3月24日のTirana地方裁判所の判決の執行を得るためにAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）が行った手続

イタリア

アルバニアBEGアンビエント社（ABA）は、1995年法律第218号第67条に基づき、2009年3月24日付ティラナ裁判所の判決の執行を得るため、エネルSpA及びエネルパワー社に対し、ローマ控訴裁判所に対し、2023年9月11日付で控訴を開始した。両社はイタリアでも強制執行の請求に対抗するため、抗弁の準備を進めている。最初の審理の後、控訴裁判所は口頭弁論のため2025年9月18日まで審理を延期した。

フランス

2012年2月、ABA**はパリの大審裁判所（TGI）にエネル及びエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスにおいて執行可能とするための訴えを申立てた。**

2018年1月29日、***大審院は*** ABA**の請求を棄却した。とりわけ大審院は他の争点の中で、次のように裁定した。(i)アルバニアの判決は既存の判決（2002年の仲裁判決）と矛盾しており、(ii)BEGがイタリアの仲裁手続きで得られなかったものをアルバニアで得ようとし、ABAを通じて同じ請求を再提出したことは不正行為に当たる。**

その後、パリ控訴裁判所は2021年5月4日**の判決で、ABAの控訴を全面的に退け、一審判決を支持し、特にアルバニアの判決と2002年の仲裁判断との非整合を全面的に支持し、エネルとエネルパワーにそれぞれ**200,000.00**万ユーロの訴訟費用を償還するよう命じた。**

2023年5月17日**の判決で、フランス*高等法院は*** ABA**の控訴を棄却し、これによりABAの強制執行申立は決定的に却下された。控訴裁判所の有利な判決を受け、エネルは、エネル･フランスに関してエネルがABAに付与した債権の予防的差押えの解除を得るため、別の手続きを開始した。パリ裁判所は2022年6月16日付の判決で、予防的付保の 解除を命じるとともに 、ABA社に対し、エネルSpAに総額約146,000ユーロの損害賠償金と訴訟費用を支払うよう命じた。ABAは前述の釈放命令に異議を申し立て、パリ控訴裁判所は2023年5月17日の判決で控訴を認めた。2023年6月16日、エネルは申し立てを行い、12月15日にフランス高等法院に正式に控訴した。**

オランダ

2014年、ABA**はAmsterdam裁判所に提訴し、アルバニアの裁判所の判決をオランダで執行可能にするための訴えを申立てた。ABAに有利な2016年6月29日付け一審判決を受けて、2018年7月17日付け判決において、Amsterdam控訴院は、エネル及びエネルパワーにより申立てた控訴を支持し、アルバニア判決は、恣意的で明らかに不合理であり、従って、オランダの公秩序に反するとして、オランダでの承認及び執行はできないと裁定した。その後、控訴院での手続は、ABAによって提起された従属的な問題に関して継続され、ABAは、特にアルバニアでの発電所建設失敗におけるエネル及びエネルパワーの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実態に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、Amsterdam控訴院は、2016年6月29日の事実審裁判所判決を全面的に破棄する決定を下し、ABAが行った全ての請求を棄却し、オランダにおけるアルバニア判決の承認及び執行の否定が確定した。さらに、アルバニア法に基づき本件のﾒﾘｯﾄを再分析した結果、裁判所はエネル社及びエネルパワー社側に不法行為責任はないと判断し、ABA社に対し、具体的な手続きの一環として定量化される、不法な保守的差し押さえで発生した損失と、裁判及び上訴手続きの費用を弁済するよう命じた。**

2021年7月16日、**最高裁はABAの上告を完全に退け、裁判費用の返済を命じた。**

ルクセンブルグ

ルクセンブルクにおいても、ABAの主導により、JP．Morgan Bank Luxembourg SA は、銀行に関する当グループ両社の債権の予防的差押さえ命令を受けた。

並行して、ABAはルクセンブルクのTirana裁判所の判決の執行を求める申立てを行った。度重なる手続上の遅延により、手続はまだ初期段階にあり、判決は下されていない。特に、ABAによって任命された数人の法定代理人が訴訟から撤退した後、2023年9月に裁判所は訴訟手続を停止した。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州とアイルランドの裁判所でアルバニアの判決の執行を求める2件の訴訟手続を開始したが、いずれも2018年2月23日及び2月26日に当社及びエネルパワーに有利な判決を下した。したがって、アイルランド及びニューヨーク州で係争中の訴訟はない。

環境インセンティブ - Endesa Generación SA -スペイン

火力発電所に対する環境インセンティブの問題に関する2017年11月27日の欧州委員会の決定（「決定」）を受けて、スペインの指令ITC/3860/2007に規定されている石炭火力発電所に対する環境インセンティブが、域内市場と両立する国家援助であるかどうかを確認する目的で、2018年3月2日、欧州委員会の競争総局は、欧州連合の機能に関する条約第108条2項に基づく正式な調査を開始した。2018年4月13日、エンデサ･ジェネラシオンは利害関係のある第三者として、この解釈に異議を唱えるコメントを提出した。その後、2021年9月8日、Gas Natural（現在のNaturgy）が欧州連合司法裁判所（CJEU）に申立てた判決の異議は棄却された。この判決に対し、NaturgyとEDPEspañaは欧州司法裁判所（CJEU）に上訴した。EndesaGeneraciónは訴訟への参加を要請し、2022年6月1日の命令により、CJEUはその参加を許可した。その後、2023年12月14日に法務長官の判決が提出された後、CJEUは一般裁判所の判決と判決の両方を無効にした。

社会的補填 - スペイン

スペイン政府によって採択された社会的補填（社会的奉仕活動＝Bono Social）のための様々な融資スキームに関して、最高裁判所は2022年2月21日の212/2022の判決で、Endesa SA、EndesaEnergíaSAU、EnergíaXXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) 及び他のエネルギー企業から提出された、スペインの電力事業法24/2013の第45条4項、12月23日の勅令7/2016、10月6日の勅令897/2017によって構想された、社会的補填への融資、及び脆弱な消費者への供給に対する政府当局との協調融資の第三のスキームに対する異議申し立てについて、判決を下した。

この判決により、最高裁判所は、上訴を部分的に認め、(i) 前記の制度は適用されないと判断し、(ii) 勅令897/2017の第12条から第17条までは適用されず、無効であり、(iii) 上訴人は、社会的補填の資金調達及び政府当局との協調融資のために支払われた金額の補償を受ける権利、並びにこの制度に規定された義務を履行するために発生したすべての費用の償還を受ける権利を有しており、該当する場合には、顧客に移転された金額を控除するとした。

当局による自主的な遵守がないため、両社は2022年11月10日、裁定執行の申立書を提出し、規制市場の顧客に関連する資金調達費用として約152百万ユーロに相当する争いのない部分の即時支払いと、両社が作成した技術調査で定量化されたその他の金額の支払いを求めた。2023年5月26日の命令により、最高裁判所は、(i) 政府に対し、エンデサに152,272,229.83ユーロと利子を支払うよう命じ、(ii) 環境移行･人口問題省 (MITECO) に対し、(a) 自由市場のための社会的補填の資金調達コストから顧客に移転された金額を差し引き、(b) 社会的補填を実施するために行われた投資について、エンデサに支払われる追加金額をできるだけ早く算出し、それらの金額と利子を2ヶ月以内に支払うよう命じた。2023年7月28日、エネルギー省長官（MITECO）は、エンデサに対し、(i)規制市場の顧客に関連する資金調達コストに対する171.6百万ユーロ（利息を含む）の補償、及び(ii)社会的補填の実施に要したコストに対する6.6百万ユーロ（利息を含む）の追加補償を認める決議を発表した。しかし、この決議では、社会的補填の資金調達コストに対する補償は、自由市場に対しては一切規定されていない。そのため、2023年9月18日、エンデサは、エンデサが自由市場セグメントについても補償を受ける資格があることを証明するため、技術的調査に裏付けされた論拠を最高裁判所に提出した。

「エンデサIとII」の労使紛争 - スペイン

社会的パートナーによって署名され、2020**年**1**月**23**日に発効した第**5**次エンデサ団体協約は、**2020**年**6**月**17**日にスペイン官報**(*Boletín Oficial del Estado*)**に掲載され、完全に発効した。**

2020**年**12**月**30**日、**Audiencia Nacional**はEndesaに、第**5**次Endesa**団体交渉協定の「軽蔑的規定」の廃止に関する2020**年**12**月**1**日に申立てた少数派を代表する三労働組合により「団体係争」において新たに嘆願を通知した。原告は、争われている「軽蔑的規定」は、労働者の社会的便益及び経済的権利の違法な廃止を示唆すると主張している。Endesaは、退職者への社会保障給付の減額をめぐる手続を通じて行われた議論に沿い、当該規定は完全に合法的であると考えている。2021**年**11**月**15**日の判決により、第**5**次Endesa**団体交渉協定の合法性の証明とともに、原告組合の請願は棄却された。この判決は労働組合によって最高裁判所に上訴され、現在係属中である。

さらに、第**4**回エンデサ団体交渉協定に関して、2021**年**7**月**7**日、最高裁判所は、エンデサによる協定解除に対する前述の組合による控訴を棄却する最終判決を下し、社会的利益(社会的利益に関連するものも含む)が受けられないことを確認し、電力価格は、現在勤務している従業員と退職した従業員、及びその家族の両方を対象とした団体交渉協定にのみ起因しており、その結果、そのような協定の終了により、そこで定められた条件の一般的な契約規制が生じることになり、現在勤務している従業員、及び退職者とその家族にとっては、新しい規制(第5回エンデサ団体交渉協定に伴う)が適用されるまで、すべての権利が決定的に消滅することを確認した。この決定は、同じ問題について提起された個々の訴訟手続きについても決定的なものである。

GNL Endesa Generación SA **仲裁手続きI - スペイン**

EndesaGeneraciónSA**が開始した液化天然ガス** (LNG) **の長期供給契約の価格を見直すための仲裁手続きの過程で、**LNG**生産会社である被告は、**2023**年**9**月**30**日、約**12**億**8300**万ドルの支払いを求める反訴を提起した。この訴訟は、反訴の一部が認められた**2023**年**11**月**15**日の裁定で終結した。両当事者は、裁定の明確化と訂正を求める請願書を提出したが、決定が保留されている。一方、被告は**587**百万ドルの請求書を発行した。

GNL Endesa Generación SA **仲裁手続きII - スペイン**

2023**年**3**月、液化天然ガス**(LNG)**生産会社がエンデサ･ジェネラシオン**SA**に対し、**LNG**の長期供給契約の価格改定を求める訴訟の中で仲裁手続きを開始し、**2023**年**12**月**31**日時点で約**585**百万ドルの支払いを求めた。請求額は、**2024**年下半期に予定されている仲裁手続の完了までの数カ月間の市場動向に応じて修正される可能性がある。同社はこの反訴は根拠がないと考えている。

トラクテベル訴訟 - ブラジル

1998**年、ブラジルの企業**CIEN (**現在の**Enel CIEN) **は、**Tractebel (**現在の**Engie Brasil Energia SA) **との間で、アルゼンチン-ブラジル間の相互接続回線を通じてアルゼンチンから電力を供給する契約に署名した。**2002**年の経済危機の結果として導入されたアルゼンチンの規制変更の結果、**Enel CIEN**はTractebelに電力を供給することができなかった。**

2009**年**10**月、トラクテベルは契約違反の疑いでエネル･シエンを提訴した。**Enel CIEN**は、アルゼンチン危機の結果としての不可抗力を主な論拠として抗弁を提出した。法廷外で、**Tractebel**は紛争に関係する相互接続線の**30%**を取得する計画であることを示した。**2023**年**2**月**16**日の判決で、第一審裁判所は、**Enel CIEN**に対して**Tractebel**により提出した請求の根拠を棄却した。この判決は**2023**年**3**月**20**日にトラクテベル社によって控訴されたが、**2024**年**2**月**29**日に控訴裁判所は一審判決を支持し、エネル･シエンを支持した。紛争に関わる金額は約**7**億**1500**万レアル (約**133** 百万ユーロ) と推定され、それに加えて定量化される損害がある。

同様の理由で、**Furnas**社も**2010**年**5**月、エネル**CIEN**社を相手取り、電力供給不能を理由に、約**5**億**7160**万レアル(約**91**百万ユーロ)の支払いと損害賠償を請求し、相互接続ラインの**70%**の取得を要求していた。この裁判は、**2019**年**10**月**18**日に最終判決となり、ファーナスの主張をすべて棄却する判決でエネル･シエンに有利な形で結審した。

シブラン訴訟 - ブラジル

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) **は、非金銭的損害に加えて、**1987**年から**2002**年の間のブラジル配電会社による停電の結果被ったとされる損失に対する損害賠償を求めるために、エネルグループ会社**Ampla Energia eServiçosSA (**現**Enel Distribuição Rio de Janeiro) **を相手取って**6**件の訴訟を起こした。裁判所は、当該案件において統一的な技術評価を命じたが、その結果は**Enel Distribuição Rio**にとって部分的に不利だった。同社はこの結果を控訴し、新たな調査を求め、これが**Cibran**による申立ての一部の棄却に繋がった。その後、**Cibran**氏は新たな研究結果に異議を唱えたが、成功しなかった。**
1995**年から**1999**年にかけての最初の訴訟は、**2020**年**8**月**24**日に判決が確定し、全面的に却下された。**
2006**年に提起された**1987**年から**1994**年までの訴訟に関して、裁判所は**2015**年**6**月**1**日に、リオデジャネイロの**Enel Distribuição Rio de Janeiro**に対し、**9600**万レアル (約**23**百万ユーロ) に金銭的損害に対する利息を加え、**8**万レアル (約**19,000**ユーロ) を金銭以外の損害として支払うよう命じる判決を下した。**2019**年**11**月**6**日、リオデジャネイロ裁判所 (Tribunal de Justiçaof Rio de Janeiro) **は、**Enel Distribuição Rio de Janeiro**の申し立てを認め、**Cibran**の主張をすべて否定する判決を下した。その後、**2019**年から**2022**年にかけてシブランが提出した上訴はすべて却下され、それに伴い、**2019**年**11**月**6**日のエネル･ディストリビューシオン･リオデジャネイロを支持する決定は**2023**年**3**月**24**日に確定した。**
2001**年と**2002**年の残り**4**件の訴訟は、**2006**年に提出された請願書に関する決定が出るまで中断され、再び取り上げられるのを待っている。すべての紛争額は約**7**億**2900**万レアル (約**131**百万ユーロ) と推定される。**

Coperva訴訟 - ブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡張プロジェクトの一環として、1982**年、当時はブラジル政府が所有し、現在はエネル･グループ企業となっている**Coelce Companhia Energéticado CearáSA (**現**Enel Distribuição Ceará) **が、拡張プロジェクトの推進のために設立された複数の協同組合の送電網を使用する契約を締結した。当該契約は**Enel Distribuição Ceará**が月額報酬を支払うことが規定されており、またネットワークの保守も要求されていた。**
特別な状況で設立された協同組合間のこれらの契約は、契約によって管理される電力網を具体的に特定していなかったため、多くの協同組合が合意された料金の改定などを求めて Enel Distribuição Ceará**を訴えた。**
これらの訴訟手続きには以下が含まれる。(a) Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) **によって提起された訴訟、金額は約**4**億**7,500**万レアル (約** 89**百万ユーロ)。**Enel Distribuição Ceará **は一審裁判所と控訴裁判所から自社に有利な判決を与えられたが、コペルバは手続き上の問題に基づいて控訴 (禁輸宣言) を起こし、これも控訴裁判所が** 2016**年**1**月**11**日の判決で却下した。** 2016**年**2**月**3**日、コペルバは高等司法裁判所 (**TSJ**) に、本案の判決に対する特別抗告を申し立て、この抗告は、先の抗告 (**embargo dedeclaração**) に対して**2018**年**11**月**5**日に主張が認められた。**2018**年**12**月**3**日、**Enel Distribuição Ceará**はTSJのこの判決に対して上訴 (**agravo interno**) を提出し、現在係争中である。**(b) Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) **が提起した約**2**億**8500**万レアル (約**53**百万ユーロ) の訴訟：**COERCE**はこの訴訟において、送電網の使用について合意した使用料をその価値の**2%**に基づいて算出するよう修正を求めた。当該判決は、工学的評価の履行までの間、第一審裁判所に係属中である。**

ANEEL訴訟 - ブラジル

2014**年、**Eletropaulo (**現在の**Enel Distribuição São Paulo) **は、ブラジル連邦裁判所に、**Agenncia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL**、国家電力庁) の行政措置の無効を求める訴訟を起こした。当該措置は、**2012**年に遡及して、その後の規制期間 (**2011 - 2015) **において料率決定に適用される負の相関係数を導入している。この条項により、**ANEEL**は、以前に料金に含まれていたネットワークの一部のコンポーネントが存在しないとみなされたため、それらの価値の返還を命じ、料金に追加のコンポーネントを含めるというEnel Distribuição São Paulo**の要求を拒否した。**ANEEL**の行政措置は異議を申し立てられ、**2014**年**9**月**9**日に予防的に停止された。第一審の手続きは終了し、私たちは判決を待っている。訴訟額は約**13**億レアル (約**245**百万ユーロ)。**

Endicon - ブラジル

2021年10月17日、Endicon (旧エネルのブラジルにおけるサービスプロバイダー) は、Enel Distribuição Rio de Janeiro及びEnelDistribuiçãoCearáを相手取り、約5億レアル (約93百万ユーロ) の損害賠償を求める訴訟を提起し、この訴訟では、契約の履行中にグループ会社に起因するとされる特定の事象が発生し、Ceráによる契約上の権利の濫用によって契約の管理に損失が生じ、金銭的及び非金銭的損害が発生したと申し立てた。2022年5月10日に事前に通知されていた予防措置が取り消されたことを受け、2021年12月2日、リオデジャネイロのEnel DistribuiçãoとEnel Distribuição Ceráは本案訴訟において抗弁を表明し、第一審訴訟の証拠段階が継続されている。

Socrel - ブラジル

EnelDistribuiçãoSãoPauloは、Serviçosde EletricidadeとTelecomunicaçõesLtda (Socrel) から、Socrelの流動性危機の原因となったと主張する当事者間の一連の契約を含むグループ会社による契約の違法な終了によって引き起こされた損失に対する損害賠償を求めて提訴された。手続き中に公表された専門家の報告書に従い、Socrelの要求は3億2100万レアル (約61百万ユーロ) と見積もられた。2023年3月27日の判決で、サンパウロ州司法裁判所はソクレルの請求を全面的に否定した。ソクレルはこの判決に異議を申し立てたが、2023年11月7日の判決で覆され、第一審では認められなかった口頭証拠を審理するために差し戻された。

2022年特別料率改定 (Ceará) - ブラジル

2022年4月19日、国家エネルギー庁(Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)) は決議3.026/2022を発表し、Enel Distribuição Ceráが行う配電サービスに対して2022年に平均24.85%の料金引き上げを承認した。民間個人及び公的機関の両方が、決議の効果の取消しを予防的に求める手続合計6件をCeará地区の連邦地方裁判所に当該決議に異議を申立て、恒久的には、決議自体を無効とし、料率の引上げは違法であると主張している。全ての手続で、Enel Distribuição Cearaは、料率調整の合法性を主張し、原告の請求に異議を唱えている。2022年6月21日、連邦地方裁判所は、求められている救済と訴訟原因が同一であるという事実を考慮して、予防的要請を却下し、6件の訴訟を単一の手続に併合した。2022年9月23日、EnelDistribuiçãoCeráはまた、その後の特定の法的措置の結果として、特別な料金見直しと減税を受けて料金が引き下げられたことを提出した。判決はまだ保留中である。訴訟の見積額は確定していない。さらに、2023年7月31日、一般申立人の1人が、提供されたサービスの質の低さと契約違反の疑いとの関連で料金値上げが行き過ぎであると主張し、約5500万レアル (約10.6百万ユーロ) の集団的非人道的損害賠償を求める追加訴訟を、先の訴訟に関連する理由で連邦地方裁判所に起こした。

CTEEP - ブラジル

2021年3月16日、Enel Distribuição São Paulo (旧Eletropaulo Metropolitana Electricidade de SãoPaulo SA-Eletropaulo) は、送電事業者であるISA CTEEP-Companhia de Transmissãode Energia Elétrica (CTEEP) に対して、約15億レアルの債権回収訴訟をサンパウロ司法裁判所に提起した。これは、Eletropauloの民営化前に発生した債務の原債務者として、Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras) に対して行われたもので、この債務は、当初、和解契約の一環として、EletropauloからCentrais Elétricas Brasileiras SAに支払われていた。控訴裁判所は2023年9月26日付の判決で、エネル･ディストリビューション･サンパウロ社の請求を棄却した一審判決を支持し、また、敗訴に伴う弁護側の訴訟費用を請求額の現在価値の13%とし、2023年12月時点で約3億6,500万レアル (約68百万ユーロ) に相当する金額とした。2024年1月12日の判決で、控訴裁判所はエネル･ディストリビューション･サンパウロによるこの判決に対する控訴を棄却した。2024年2月23日、同社は後者の判決を不服として上級裁判所に控訴した。

ブラックアウト 2023年11月 サンパウロ - ブラジル

2023年11月3日にEnelDistribuiçãoSãoPaulo (ED SP) の営業許可区域を襲った悪天候を受けて、2023年12月31日に自治体、労働組合、政党、検察官、国選弁護人事務所の代表者により、予防措置の付与、ED SPによる支援の提供、情報/文書の提供、流通サービス水準の維持、裁判所で決定される個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害の支払いを求める341件の個人訴訟と6件の集団訴訟が提起された。2023年12月31日現在、個々の措置の総合的な価値は約620万レアル (約120万ユーロ) であり、集団的措置の価値は未定である。

ブラックアウト 2023年11月 リオデジャネイロ - ブラジル

2023年11月18日にリオデジャネイロ州のENELDistribuiçãoRio de Janeiro (ED RJ) の営業許可区域を襲った悪天候を受けて、2023年12月31日、3,308件の個人訴訟と16件の集団訴訟が自治体、検察官、国選弁護人事務所の代表によって提起され、予防措置の付与、ED RJによる支援の提供、情報・文書の提供、支援措置の維持、そして裁判で決定される個人及び集団の金銭的及び非金銭的損害の支払いを求めた。2023年12月31日現在、個々の行動の総額は約6130万レアル (約11.4百万ユーロ) であったが、集団行動の総額は未定である。

GasAtacama Chile – チリ

2020年1月、可燃性電気監督官 (SEC) が2016年8月にガサアタカマ・チリ (現EnelGeneraciónChile) に対して課した、アタカマ発電所の技術的ミニマムとミニマム運転時間の変数に関してCDEC-SING (Centro de DespachoEconómicode Carga) に提供された情報に関する罰金についての控訴手続きが終結した。手続完了により、罰金額は約600万ドルから約432,000ドルに減額され、その金額は会社によって支払われた。

上記の問題に関連して、Aes Gener SA、Electrica Angamos SA、Engie Energía Chile SAを含むSistema Interconectado del Norte Grande (SING) の複数の事業者が、総額約189百万ユーロの損害賠償を求めて2017年にガスアタカマ・チリを提訴した。2023年10月17日、サンティアゴ民事裁判所は原告の請求を部分的に支持する判決を下したが、その金額は訴訟の次の段階で定量化される。2023年10月31日、この判決は被告全員によって異議申し立てされ、上訴手続き中である。同社と外部の弁護士は、控訴審で原告の主張が支持される可能性は低いと考えている。

アルビオド鉱山 - チリ

2016年、Compañía Minera ArbiodoとIngenieros Asesores Limitadaは、国家環境大臣、エネルギー大臣、鉱山大臣 (以下「省」という)、Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin) を相手取って訴訟を起こした、エネル・グリーン・パワー・チリ社 (EGPチリ) 及びパルケ・エオリコ・タルタル社 (Parque Eólico Taltal SA) は、2012年に付与された大臣許可に基づき建設されたタルタル風力発電所がある土地の地下にある土壌に対する採掘権の侵害の結果損失を被ったと推定されるとして、損害賠償を求めている。

2023年12月6日、サンティアゴ民事裁判所はパルケ・エオリコ・タルタル及びEGPチリに対し、セルナジオミンと連帯して、約3460億チリ・ペソ (約367百万ユーロ) を原告側に支払うよう命じた。

この決定は2023年12月22日にグループ会社によって異議申し立てがなされ、上訴手続き中である。両社と外部の法律顧問は、控訴審で原告の主張が支持される可能性は低いと考えている。

El Quimbo - コロンビア

エムゲサ社（現エネルコロンビア社）がウイラ（コロンビア）地方に40万kWの水力発電所を建設するエル・キンボ・プロジェクトに関して、被害地域の住民や漁民が起こした多くの訴訟（「*集団*訴訟」と「*住民訴訟*」）が係争中である。より具体的には、現在予備的段階にある最初の集団訴訟が、発電所の建設が事業収入を約30%減少させたと主張するGarzón地区の1,140人余りの住民によって申立てられた。第二の訴訟は、橋梁（Paso El Colegio）の閉鎖に関する損害を主張するHuilaの5つの地区の住民及び会社／団体により、2011年8月から2012年12月までの間に申立てられたものである。住民訴訟若しくは集団訴訟に関して、中でも特に環境認可の停止を主張する地域の多数の住民によって2008年に申立てられた。当該訴訟の一環として、2020年9月11日、Huila裁判所はEmgesaに対して部分的に不利な判決を下し、環境ライセンスに既に規定されている義務を果たすよう判決を下した。「国家環境ライセンス局」（ANLA）及びEmgesaの両者は、当該決定に国家諮問会に異議を申立てた。2022年9月20日、ANLAの控訴は提出が遅れたため却下された。訴訟はEmgesaの上訴に関して係属中である。

別の住民訴訟では、Quimbo流域の埋立がQuimbo下流のBetania流域の漁業に係る影響を及ぼしているとの主張を巡り、多くの養魚会社により申立てられている。多数の予防的決定を経て、2016年2月22日、Huila裁判所は発電を6か月間継続することを許容する決定を下した。裁判所はEmgesaに酸素レベル要件への適合性を確保する技術的設計を準備すること、及び約20,000,000,000コロンビア・ペソ（約5.5百万ユーロ）の担保を差し入れることを命じた。Huila裁判所は6か月の期限を延長したことで、その後、Emgesaにより設置された酸素供給システムが現在まで裁判所により要求される酸素レベルを維持できていることを示しているため、裁判所の反対判決がない限り、Quimbo発電所は発電を続けている。2018年3月22日、ANLA及びCAMは共同でEl Quimbo水力発電所ダム下流の水質モニタリングに係る最終報告書を発表した。両当局は、Emgesaが酸素レベル要件を遵守していることを確認した。2021年1月12日、ウイラ裁判所の第一審判決が下されたことがわかった。判決は、Emgesaが導入した酸素供給システムがベサニー盆地の動物相の保護に伴うリスクを軽減したことを認める一方で、Emgesa自身だけでなく関係する環境当局にも一連の義務を課した。特に後者は、ANLAの検証の対象となる流域の水が河川の動植物にリスクを生じさせないことを保証するための除染プロジェクトを実施し、ANLAが設定したパラメーターに適合するように酸素供給システムを恒久的に運用することが求められている。2021年3月4日、Emgesaは国務院に当該判決に不服として控訴した。2021年12月31日、国務院はEmgesaの訴えを認める判決を下した。当該訴訟は控訴審レベルで係属中である。

第一類電圧水準訴訟 - コロンビア

当該係争は、超過料率請求とされる補償を求めてCodensa（現在のEnel Colombia）に対してCentro Médico de la Sabana病院及びその他の当事者によりもたらされた「集団訴訟」に関するものである。当該訴訟は、決議第97/2008号により変更された決議第82/2002号の規定における第一類電圧分類（電圧1kV未満）の利用者及び社会基盤の所有者として利用者が支払うべきであったと原告が主張する助成付き料率をCodensaが適用しなかったとの主張に基づく。当該予備審は終了し判決は未定である。当該手続の見積金額は、約3,370億コロンビアペソ（約96百万ユーロ）である。

コロンビア・ボゴタのボサ地区とケネディ地区における洪水に対するグループ行動

Emgesa SA（現Enel Colombia SA）は、ボゴタ（コロンビア）のボサ地区とケネディ地区の住民から、2010年と2011年にボゴタの河川が氾濫して発生した洪水に対する損害賠償を求める「*集団*訴訟」を起こされた。手続きは予備段階にある。訴訟の推定価格は約22億コロンビア・ペソ（約518百万ユーロ）である。

Kinoの仲裁申請 - メキシコ

2020年9月16日、Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor)、Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) 及びエネルSpA (当社) は、Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv (「プロジェクト会社」と総称) から、仲裁手続を申立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、(i) Kino ContractorによるEPC契約の一部の条項の違反、及び (ii) Kino Facilitiesによる資産管理契約の一部の条項の違反を申立てた仲裁要請の通知を受けた。どちらの契約も、仲裁を申請している 3 社が所有する太陽光発電プロジェクトに関する契約である。Kino Contractor及びKino Facilitiesが上記契約に基づいて引き受ける債務の保証人であるエネルも仲裁手続を求められているが、現時点では具体的な請求はなされていない。

Enel Green Power SpAが非支配株主であるプロジェクト会社は、CDPQ Infrastructura Participación SA de Cv (ケベック州貯蓄投資公庫により支配されている) 及びCKD InfrastructuraMéxicoSA de Cv.によって支配されている。

2023年8月4日、仲裁裁定が通知された。仲裁委員会は、エネル・スパに対する管轄権はないと宣言し、プロジェクト会社の請求を一部認めた上で、キノ・コントラクターとキノ・ファシリティーズ (現エネル・サービシズ・メキシコSA de Cv - エネル・サービシズ) に対し、合計約7700万ドルの違約金と年率6%の利息を支払うよう命じた。その後、キノ・コントラクター社とエネル・サービシズ社は、部分的に認められた仲裁判断の是正を求める申立てを行い、2023年12月13日にメキシコの裁判所に仲裁判断の無効を求める申立てを行った。この手続きは係争中である。

2023年12月、プロジェクト会社各社は、ニューヨーク州最高裁判所に対し、キノ・コントラクターが引き受けた債務の保証人として、仲裁判断の規定に基づきエネルが支払うべき代金の支払いを求める訴訟を起こした。訴訟の内容と法的根拠は全面的に争われており、係争中である。

アリアンツ - 北米

2022年5月18日、High Lonesome Wind Project LLCは、Allianz Risk Transfer Ltdから、Proxy Revenue Swapに関連して2021年2月時点で発生したとされる負債に関して、約2億300万ドルの訴訟をニューヨーク州上級裁判所に提起された。当該請求は全面的に争われている。当該手続は現在、ニューヨークの南部地区裁判所で係属中である。

オセージ・ウインド - 北米

2023年12月20日、オクラホマ地方裁判所は、米国 (オセージ・ネイションの受託者の立場で) 及びオセージ・ミネラル・カウンシルがエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ社、エネル・カンザス社及びオセージ・ウインド社に対して起こした訴訟の一部として、風力発電所の撤去と訴訟手続きの継続を命じる判決を下したが、損害賠償額は原告によって算定され、その額は少なくとも2500万ドルである。訴訟手続きは一審で継続中であり、原告の主張は争われている。この裁定は最終的なものではなく、しかるべき時期に上訴される。

ガスタルサ - ペルー

2022年2月、Enel Generación Piura SA (EGPIURA)は、スラーナ上級司法裁判所のタララ民事裁判所 (Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana) が、タララ・ガス会社 (Empresa de Gas de Talara SA、Gastalsa)に有利な予防的措置を発効させたことを知らされた。この措置は、エネルギー鉱山省炭化水素総局 (Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas)、エネルギー・鉱業投資高等機関 (Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)) 及びエネルギー省に対し、(i)パリナス地区の天然ガス鉱区権をGastalsaに有利に回復すること、(ii)EGPIURAが所有し、マラカス火力発電所に天然ガスを供給しているパイプラインの改修と、Gastalsaへの移転を進めることを命じているものである。この予防措置は、ガスタルサに付与された委譲権限を取り消し、その結果、EGPIURAが所有するガスパイプラインをガスタルサ自体に譲渡することを求めたガスタルサの請求を、タララ裁判所が部分的に認める判決を下した結果であった。

2022年8月2日、スラーナ高等裁判所民事部は、第二控訴審でガスタルサに不利な判決を下し、この件を第一審の裁判所に差し戻した。当該決定の結果、2022年9月9日、事前予防措置が解除された。

一方で、2022年7月、憲法裁判所は、Gastalsaの当初の嘆願が期限経過後に提出されたことを認め、利害関係のある第三者であるシステム運営者の嘆願を認めた。2023年1月24日、憲法裁判所もこの措置に対する上訴を却下し、この措置は確定したため、上訴裁判所に対し、請願の没収に関する新たな決定を下すよう命じた。

控訴裁判所は2023年6月27日付判決で、影響を受けた第三者による没収請求を却下し、第一審裁判所は2023年7月25日付判決で、命じられていた訴訟手続きの一時停止を取り消し、決定を仰いだ。2023年9月15日を措置期限とし、裁判所は、EGPIURAともう一方の当事者が提起した同条項が無効であるという主張は根拠がないと判断し、口頭弁論を2023年9月25日に予定した。
控訴裁判所は2024年1月20日付判決で、控訴された措置を取り消し、一審裁判のために訴訟を差し戻した。決定は保留中。
一方、2023年8月9日、EGPIURAは、2023年1月24日の憲法裁判所の判決に抵触するとして、2023年6月27日の控訴裁判所の決定に対してリマ上級裁判所に控訴した。
弁論審問は2024年8月7日に予定されている。

ガブチコヴォ訴訟 - スロバキア

Slovenské elektrárne (SE) は、Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik (VV) が管理し、2006年のSE民営化の一環として、運転契約 (VEG運転契約) に基づき30年間の運転と保守がSEに委託されている720MWのGab[illegible]íkovo水力発電所に関して、国内裁判所に提起された多くの裁判に関与している。
民営化の完了直後、公共調達局 (PPO) はBratislava裁判所に、公共入札に適用される規則の違反、契約をサービス契約として当該サービス契約規制を適用したとする違反容疑に基づいて、VEG運営合意の無効の訴えを申立てた。2011年11月、第一審はSEを支持する判決を下し、これに対しPPOは当該裁定を控訴した。
PPO訴訟と並行して、VVはいくつかの訴訟も起こし、特にVEG 運営合意の無効を求めた。2014年12月12日、VVは、契約違反を理由にVEG運営合意を一方的に解消し、2015年3月9日に合意破棄を通告した。2015年3月9日、控訴審は第一審の判決を覆し、PPOによる訴訟の一環として同合意を無効とした。SEはこの判決に対して最高裁に特別抗告した。最高裁は2016年6月29日の審理で上告を棄却し、SEはこれを不服として憲法裁判所に上告したが、憲法裁判所は上告を棄却し、2017年1月18日の判決で確定した。
また、SEは、VEG補償協定に基づき、ウィーン国際仲裁センター (VIAC) に仲裁請求を行った。民営化の一環としてスロバキア共和国の国有財産基金 (現在はMHマネジメント‐MHM) とSEとの間で締結された当該合意の下で、SEは、SEに帰し得ない理由によりVEG運営合意が中途解約された場合に補償を受ける権利を有する。2017年6月30日、仲裁裁判所はSEの請求を棄却する決定を下した。
この仲裁手続と並行して、VVとMHMの双方は、後者がVEG運営契約と関連しているとの主張により、VEG補償契約を無効にするためにスロバキアの裁判所に2つの訴訟を提起した。これらの手続きは2017年9月27日に手続き上の理由で却下された 。VVとMHMは共にこの判決を不服として控訴したが、いずれもSEに有利な裁判の判決を支持し、控訴は棄却された。VVは2020年3月9日に当該判決を不服として、最高裁判所にさらなる特別抗告 (dovolanie) を行い、SEは2020年6月8日に提出した趣意書で回答した。SEはまた、スロバキア憲法裁判所に上訴したが、2021年7月29日に却下された。2021年3月24日、最高裁判所はBratislava控訴院の判決を破棄し、同判決を同控訴院に差し戻し、当該手続はBratislava控訴院で現在係属中である。
地方レベルでは、VVはまた、2006年から2015年までの期間に不当利得 (推定約360百万ユーロと利息) を主張してSEに対して他の訴訟を起こした。SEは、進行中のすべての訴訟に対して反訴を提起した。これらの手続の進展は、以下のように要約することが可能である。

(i) 2006-2008については、2019年6月26日の審理において、ブラチスラバ裁判所はVVの主な請求を却下し、その結果、SEの反訴を却下した。第一審の判決は、両当事者によってブラチスラバ控訴裁判所に上訴された。2006年に関する手続は、2023年2月18日にSEに通知された2022年12月6日の決定により完了し、第一審判決を支持した。2023年4月、SEとVVは共に、控訴裁判所の判決に対して最高裁判所に特別上訴し、訴訟は係属中である。2007年に関する訴訟手続きに関して、控訴裁判所は2023年1月31日付判決 (2023年4月12日にSEに通知) において、第一審判決を無効とし、ブラチスラバ裁判所に審理を差し戻した。第1回審問は2024年1月8日に行われ、手続きは2024年9月11日に予定されている審問に延期された。2008年に関する手続きはまだ係争中である。

(ii) 2011年及び2015年に関する手続はすべて第一審裁判所に係属中であり、当事者間で準備書面が交換されている。両手続とも、パンデミックのために第一審裁判所の審理は数回延期され、現在は延期期間が未定となっている。

iii) 2009年、2010年、2013年に関連する訴訟は、それぞれBratislava裁判所が発行した裁定で、それぞれ11月24日、15日、22日、2022年に判決を下し、VVの主張とSEの反訴の両方を拒否した。2022年12月から2023年1月にかけて、SEとVVの両社は2009年、2010年、2013年に関する裁定に対して上訴を行い、現在係争中である。2014年に関する訴訟手続きは一審で終了し、ブラチスラバ裁判所が2023年10月10日に下した判決（未公表）は、VVの第一次請求を棄却し、その結果、SEの反訴も棄却した。

(iv) 2012 年に関する訴訟に関して、2023 年 2 月 2 日、VVの請求及びSEの反訴の双方を棄却して第一審判決を支持する控訴審判決がSEに通知された。VVは2023年3月17日、SEは2023年3月31日、上告審判決を不服として最高裁判所に臨時上告し、現在係争中である。

最後に、別の手続きにおいて、VV は SE に対し、民営化の一環としてGabčíkovo発電所の技術資産のSEからVVへの移転において報酬金額約43百万ユーロ及び利息を付けて返還するようSEに求めた。裁判所は、VVの適格性の欠如を指摘した事件について予備判決を下した後、2020年12月18日にSEに有利な判決を下し、VVの主張を退けた。2021年1月4日、VVはこの決定に対して控訴を提起し、現在係争中である。

ブラジルの税務訴訟

源泉徴収税 - Ampla

1998年、Ampla Energia eServiçosSA (Ampla) は、海外での資金調達のために設立されたパナマの子会社が引き受けた3億5000万ドルの社債（「固定金利債券」-FRN）を発行してCoelceの買収に資金を提供した。当時施行されていた特別な規則の下で、2008年まで当該債券が維持されることを条件として、Amplaによりその子会社に支払われた利息はブラジルにおける源泉税徴収の対象ではなかった。

しかしながら、1998年の金融危機が当該パナマ子会社にブラジル親会社からの再融資を余儀なくさせ、そのためブラジル親会社は地元銀行から借り入れた。税務当局は、この融資は債券の早期償還に相当し、その結果、源泉徴収税の免除を受ける権利を喪失すると考えた。

2005年12月、Amplaはスピンオフを実施し、残存するFRN債務と関連する権利義務をAmpla Investimentos eServiçosSAに譲渡した。

2012年11月6日、Câmara Superior de Recursos Fiscais（最高レベルの行政裁判所）はアムプラに不利な判決を下し、これに対し同社は直ちに釈明を求めた。2013年10月15日、Amplaは、釈明請求棄却（Embargo de Declaração）、及びそれにより前回の不利な判決を支持する通知を受けた。当該会社は債務の担保を差入れ、2014年6月27日に通常の裁判所（Tribunal de Justiça）での訴訟を継続した。

2017年12月、裁判所は将来下される判決の裏付けにおけるより詳細に問題を検討するための専門家を指名した。2018年9月、専門家は報告書を提出し、追加文書の提出を求めた。

2018年12月、同社（現在のEnel Distribuição Rio de Janeiro）は追加書類を提出し、専門家が提示した結論に鑑みて、さらなる専門家の意見を求めた。この件は、会社が表明した立場を明確にするため、専門家に委ねられた。

2021年7月、専門家による補足報告書が提出され、その中でローン契約の存在が認められ、増資を中心に元本・利息ともに社債ローンが解消された。同社は、提出された報告書について発表するために呼び出され、税金債務の全額帳消しを要求している。

2023年12月31日現在の係争額は約270百万ユーロである。

PIS/COFINS/ICMS - エネル･ディストリビューション･サンパウロ

2017年3月、ブラジル連邦最高裁判所 (STF) は、PIS及びCOFINS税の算定に関する判決を下し、ICMS (Imposto sobreCirculaçãode Mercadorias eServiços、商品とサービスの流通に対する税)税はPIS及びCOFINSの算定基礎には含まれていないという主張を確認した。

2021年5月、STFは、2017年3月以前に不服申立てを行った納税者を除き、当該判決は2017年3月の判決から効力を有すると規定した。

STF判決による影響を受けたブラジルの当グループ会社は、既に各々の連邦地方裁判所で法的措置を開始していた。その後、連邦地方裁判所は、PIS及びCOFINSの算定基礎から業務に適用されるICMSを控除する権利を認め、最終決定を各社に通知した。PIS及びCofins税の過剰支払いは、これらの回収可能な税の承認と同時に最終顧客に譲渡されたため、これらの顧客に関する責任は、発生したか、又は 法的手続きで発生する。当該負債は、還付税金を最終顧客に払戻す義務を表すものである。

この点に関し、Enel Distribuição São Pauloは同社に有利な判決に繋がる2件の手続を開始した。これは、2003年12月から2014年12月、及び2015年1月以降の期間を踏まえたものである。第二の手続に関しては、連邦政府が、2021年5月のSTF裁定により悪影響を受ける当該期間の一部（2017年3月以前）に異議を唱え、同社に対して撤回措置を申立てた。

2022年5月、同社はこの訴訟に異議を申し立て、さまざまなレベルの裁判制度を通じて同社の訴訟を弁護する予定である。2023年、上訴レベルで不利な判決が下された後、同社は判決の明確化を求める新たな上訴を行った。

2023年12月31日現在、この手続きに関連する推定金額は約235百万ユーロであった。

IRPJ/CSLL - エレトロパウロ

2021年10月5日、エレトロパウロはブラジル税務当局から、増加額の償却に関する所得税目的の損金算入（IRPJ及びContribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL）を争う税務査定通知を受け取ったが、それはエネルグループによる会社買収前に行われた特別な企業取引によって生じたものであった。当該異議の期間は2017年から2019年までである。

同社は、その立場が健全であると判断し、行政審判の第一審で抗弁を行った。

2023年12月31日現在の係争額は約158百万ユーロ。

PIS - エレトロパウロ

2000 年 7 月、エレトロパウロは、規則 (政令法 2.445/1988 及び 2.449/1988) の適用によって支払われた PIS (Programa Integração Social) に対する税額控除を求めて訴訟を起こし、後に連邦最高法廷 (STF) によって違憲と宣言された。2012年5月、高等司法裁判所（STJ）は当該会社に有利な判決を下し、控除の権利があるとした。

この最終的に有利な判決が下される前の2002年、当該会社は控除分をその他の連邦税と相殺していた。当該処理は連邦税務当局から異議を唱えられたが、会社は行為の正当性を主張し、連邦税務当局により通知された税務更正に裁判にて異議を唱えた。第一審での敗訴を受けて当該会社は控訴した。

2023年12月31日現在の係争額は約134百万ユーロである。

ICMS - アンプラ、コエルチェ、エレトロパウロ

リオデジャネイロ州、セアラ州、サンパウロ州は、Ampla Energia e Serviços SA（1996～1999年、2007～2017年）、Companhia Energética do Ceará（2003年、2004年、2006～2012年、2015年、2016年及び2018年）及びEletropaulo社（2008-2021年）に対し、特定の非流動資産の購入に関連するICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços、商品及びサービスの流通に関する税金）の控除を争っている。これらの企業は、税金を正しく控除していると主張し、ICMSを生み出した資産の購入は配電活動に使用することを目的としていると主張して、査定に異議を申し立てた。

両社はさまざまな裁定レベルで抗弁を続けている。

係争額は2023年12月31日現在で総額約106百万ユーロである。

源泉税徴収 - エンデサ・ブラジル

2014年11月4日、ブラジル税務当局はEndesa Brasil SA (現Enel Brasil SA) に対し、非居住者への所得支払いとして再分類された配当金に源泉徴収税を適用していないとして税務査定命令を発行した。

より具体的には、2009年にエンデサ・ブラジルは、IFRSの初度適用の結果、採用した会計基準の正しい適用に基づき、のれんの認識を中止し、その影響を資本で認識した。しかしながら、ブラジル税務当局は、税務監査中に、会計処理が不適切であり、のれんの認識の中止の影響は純損益を通じて反映されるべきだと主張した。この結果、対応する更正額（約202百万ユーロ）が非居住者所得の支払として振替えられ、15%の源泉税徴収の対象となった。

当該会社が採用した会計処理は外部監査人の合意を得ており、また現地会社による具体的な法的見解により確認されていることに留意されたい。

行政裁判所からの不利な判決を受けて、当社は法廷での訴訟と会計処理の適切性を擁護し続けている。

2022年12月31日現在の係争額は全体で約77百万ユーロであった。

ICMS - コールセ

セアラ州は、Companhia Energética do Ceará SAに対して、複数年（2015年から2018年までの課税期間）にわたり、またブラジルの他のすべてのエネルギー販売会社に対して、特定の消費者に付与された規制割引に対して連邦政府から支払われた補助金に対するICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços、商品及びサービスの流通に関する税金）を要求する様々な税務調査を行った。

同社は個々の査定を不服とし、さまざまなレベルの司法当局で抗弁している。

2023年12月31日現在の係争額は全体で約69百万ユーロである。

PIS/COFINS - エレトロパウロ

2017年6月より、連邦税務当局はエレトロパウロ社に対し、社会保険料（PIS及びCOFINS）に関する税額控除の相殺に異議を唱え、これらの保険料の支払いを求める多数の税務査定通知書（2013-2018課税期間分）を送達した。

税務当局は、同社がPISとCOFINSの控除を請求したのは、配電に不可欠でないため、財政的に関連性があるとは見なされない商品やサービスの購入であると主張している。さらに、購入した電力の「技術的でない」損失に関連する税額控除の主張にも異議を唱えている。

同社は、様々なレベルの司法権において、その計算の正確さを速やかに擁護し、主張されたオフセットの有効性を主張してきた。

2023年12月31日時点の手続きに関わる見積額は約55百万ユーロである。

ICMS（比例配分）- コールセ

セアラ州は、Companhia Energética do Ceará SAに対して、複数年（2005年から2014年までの課税期間）にわたり、ICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços、財およびサービスの流通税）の控除可能部分の算定、特に低所得世帯（Baixa Renda）への売電においてブラジル政府が想定する特別料金の適用から生じた収入を基準とした控除按分計算方法に異議を唱えてきた。

当該会社は、税額控除が適正に計算されたと主張し、個別の更正に不服を申立てている。同社はあらゆるレベルの司法管轄権において自社の立場を抗弁している。

2023年12月31日現在の係争額は全体で約52百万ユーロである。

PIS - エレトロパウロ

1995年12月、ブラジル政府は暫定措置（行政暫定指令）を発令し、連邦PIS（Programa Integração Social：社会統合プログラム）の税率を0.50%から0.65%に引上げた。

その後、当該暫定措置は1998年の最終的な批准前に5回再発令された。ブラジル法制の下では、税率引上げ（又は新たな税の制定）は法律によってのみ施行することができ、公布後90日で発効する。

そのため、Eletropauloは、税率の引上げは直近の暫定措置の90日以降のみであるべきであり、それ以前の4回の暫定措置は（法制批准されなかったため）無効であると主張する訴えを申立てた。当該係争は、PIS税率の引上げは一回目の暫定措置から有効であるとの判断で2008年4月に終決した。

2008年5月、ブラジル税務当局は1996年3月から1998年12月までの増税分に対応する納付を求めて、Eletropauloに対して訴えを申立てた。Eletropauloは税額更正の通知期限はすでに経過しているとして、あらゆるレベルの裁定で当該要請に異議を申立てた。特に、課税事象（一回目の暫定措置日付である1995年12月）から正式な法的文書の発行がないまま5年を超えて経過しており、追加納税を要求する税務当局の権利、及び納付を求めて法的措置を取る権限に異議を唱えている。

2017年、前回の判決で下された不利な決定を受けて、Eletropaulo は自社の権利を守るにあたり、最高司法裁判所（STJ）及び連邦最高裁判所（STF）に控訴した。手続は停止中であるが、係争の対象となっている金額は銀行保証により賄われていた。

当該銀行保証を裁判所における預託金に置き換えることを求めるブラジル国家財務省の法務長官室の要求について、第二審裁判所は当該嘆願を認めた。そのため当該会社は銀行保証を現金預託金に置き換えた上で、関連する決定に対して釈明申し立てを行い、現在決定を待っている。

2023年12月31日現在、係争に関わる総額は約48百ユーロである。

FINSOCIAL - エレトロパウロ

2011年9月11日に連邦地方裁判所によって出された最終判決の後、エレクトロパウロは、1989年9月から1992年3月までに支払われた金額に関連する特定のFINSOCIALクレジット（社会貢献）に対する補償を受ける権利を認められた。

関係する時効の満了にもかかわらず、連邦税務当局は、一部のクレジットの決定に異議を示し、対応する相殺を否認し税務更正を出したが、当該会社は行政裁判所にて速やかにこれに対する異議を申立て、その算定及び処理の適法性を主張した。

第一審での不利な判決の後、当該会社は第二審の行政裁判所に控訴を申立てた。

2023年12月31日現在、係争に関わる総額は約48百ユーロである。

スペインの税務訴訟

法人所得税 - Enel Iberia、Endesa及び子会社

2018年、スペインの税務当局は、スペインの税務統合メカニズムに参加しているグループ企業を対象とした一般監査を完了した。2016年に開始された当該監査は（主に2011年から2014年において）法人所得税、付加価値税及び源泉税徴収を対象としている。

主な主張に関連して、関係する会社は第一審の行政レベル（中央経済行政裁判所 - TEAC）に、関連する税額更正に異議を唱え、過去の処理の正当性を主張した。

2022年4月4日、TEACは上訴を棄却し、企業は法廷で彼らの行動を弁護し続けている (Audiencia Nacional) 。

法人税に関する紛争については、不利な結果となる可能性があると考えられる問題は、2023年12月31日現在で約134百万ユーロであった。

(i) エネル・イベリアは、株式売却に伴う資本損失 (約88百万ユーロ) 及び特定の金融費用 (約15百万ユーロ) の損金算入を決定するために採用した基準の妥当性を擁護している。

(ii) Endesa及びその子会社は、主として特定の金融費用 (約25百万ユーロロ) と原子力発電所の廃炉費用 (約6百万ユーロ) の損金算入に採用された基準の妥当性を擁護している。

2021年、スペインの税務当局は、2015年から2018年までの新たな一般監査を完了した。関係企業は、第一行政レベル（TEAC）で関連査定に異議を唱え、その行動の正しさを弁護している。

法人税及び特定の金融費用の損金算入に関する主な請求に関して、2023年12月31日現在、不利な裁定が下される可能性のある係争は約226百万ユーロにのぼる（エネル・イベリア213百万ユーロ、エンデサSA13百万ユーロ）。

法人所得税 - エネル・グリーン・パワー・エスパーニャSL

スペイン税務当局は、2011年のエネル・ウニオン・フェノサ・リノバブルズ社 (EUFER) のエネル・グリーンパワー・エスパーニャへの合併について、2017年6月7日にエネル・グリーンパワー・エスパーニャに対して課税中立取引としての取扱いに異議を申し立てる通知書を発行し、当該取引には正当な経済的理由がないと主張した。

2017年7月6日、同社は、合併に適用された税制上の取扱いの妥当性を主張して、第一行政レベル (中央経済行政裁判所) での査定に対して控訴した。同社は当該取引において有効な経済的理由の存在を証明するために、合併の結果として達成されたシナジーを示す裏付資料を提出した。2019年12月10日、TEACは上訴を棄却し、同社は法廷(Audiencia Nacional) でその行為を弁護し続けている 。

2023年12月31日現在、係争に関わる総額は約98百ユーロである。

注記58.環境プログラム

一部のグループ会社は、欧州連合（EU）の環境政策及びグローバルな国際協定に従って環境保護メカニズムを発展させるために設計された国内又は国際的な環境規制基準の影響を受けている。

58.1 環境プログラムの用語と性質

グループ会社に影響を与える主な環境プログラムは、2023年10月25日のESMAパブリックステートメント「優先事項1」に基づき、以下の表にまとめられている。気候関連事項。

プログラム	メカニズムの条件	自然
EU ETS[25]	この制度はすべてのEU加盟国に適用され、年間排出量の上限を設定し、欧州全体の排出量を削減するために段階的に削減している。 第4取引期間（2021-2030年）は、EUのパリ協定への貢献の一環として厳格化された。 年間上限では、事業者間で自由に譲渡し、取引することができ、競売への参加を通じて、又は管轄の地方当局によって無料で付与される特定の数の排出枠（認可された各工業プラント）に対応する。 義務を負う企業は、報告期間ごとに、汚染排出量に相当する数個の排出枠を放棄しなければならない。	法律で義務付けられた「キャップ・アンド・トレード」制度。 グループ内では、CO_2、排出枠はイタリアとスペインで操業する火力発電会社に適用される。 当グループが火力発電に従事している国々では、欧州の規制により、EU排出権（EUA）はオークションを通じて割り当てられることになっており、無償で付与されることはない。
エネルギー効率証明書	この制度は、欧州連合（EU）指令及び国内法を適用して策定されたさまざまな対策を通じて、エンドユーザーのエネルギー消費量を削減することを目的としている。 この市場性のある証書は、エネルギー効率を向上させる取り組みやプロジェクトを直接的又は間接的に実施する企業に対して、管轄の地方自治体から数年間にわたって発行される。 期間終了後、義務づけられた企業は、義務づけられた省エネルギー量に相当する証明書を提示する必要がある。	法律で義務付けられている。 当グループは現在、イタリアとスペインでエネルギー効率証書を保有しており、それぞれ義務企業は配電会社と販売会社である。
原産地保証（GoO）	この欧州の制度は、再生可能な資源から生産されたエネルギーの利用を奨励することを目的としている。 これらの証書は、特定の基準を満たした再生可能エネルギー発電所に対して、管轄の地方自治体から発行される。この証書は、その有効期間中、発行者がその証書の使用者の要請に応じて取り消すまで、その証書を参照する電力とは別に、市場に流通し、取引される。	この仕組みは現在、グループ内のイタリアとスペインの販売会社に影響を及ぼしており、販売会社には、顧客への販売額に応じて一定量のGoOを引き渡す義務がある。
再生可能エネルギー証書（REC）	この証書は、欧州以外の国では、消費された電力が再生可能な方法で発電されたことを証明するために、再生可能エネルギー発電事業者に付与される。 このスキームの機能は、ヨーロッパのGoOに類似している。	この仕組みは任意であり、現在、北米と中南米の一部のグループ会社に適用されている。

25 欧州排出量取引制度。

58.2 会計方針

当該規制要件から生じる費用の会計処理目的において、当グループは「正味負債アプローチ」を使用している。

この会計方針のもとでは以下の通りとなる。

- 無償で受領した環境証明書及び当グループの事業活動の結果として自主的に作成した環境証明書で、コンプライアンスのために使用するものは、名目価額 (ゼロ) で認識される。
- 報告期間中に遵守要件を満たすために不足している証明書を取得するために (市場又はその他の対価取引において) 発生した費用は、規制要件の遵守の結果生じる「システム費用」であるため、その他の営業費用の純損益に計上されている。
- 報告日時点で入手可能な環境証明書の数が、関連する義務を履行するのに十分でない場合 (証明書の「不足」) 、引当金は「リスク及び費用の引当金」に計上される。逆に、報告日に購入した証券の「剰余金」は、注記2.2「重要な会計方針」に言及されている一般原則に従って「棚卸資産」に認識される。

いくつかのタイプの環境証明書は、以下に比例して発生する。

- 再生可能資源を使用する工場で発電された電力 (例えば、原産地保証や再生可能エネルギー証書) 。
- 所轄官庁によって認証された省エネルギー証明書 (エネルギー効率証明書) 。

このような場合、そのような証明書を取得する権利は、非貨幣性政府運営助成金として扱うことができるため、当グループはその権利を公正価値で「その他の非流動／流動非金融資産」に計上している。証券が所有権勘定に貸方記入されると、その時点で他の資産から棚卸資産に再分類される。

対応する利益はその他の営業利益に計上される。

取引活動を行うグループ会社にとって、環境証書は通常の事業活動の一環として交換される物品であるため、購入した証書は「サービス及びその他の材料」に計上される。

このような証書の販売による収益は「収益」に計上され、それに伴い棚卸資産が減少する。

デリバティブの定義に準拠する、将来決済される環境証書の売買契約 (例えば、先渡契約など) は、「自己使用の免除」に従って、損益を通じて公正価値で認識・測定されるか、又は特定の状況に基づくヘッジ会計規則に基づいて認識・測定される。詳細については、注記51「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

58.3 財務上の影響

環境証明書の料金

以下の表は、国内及び国際的な規制に基づく当該年度のコンプライアンス義務を満たすために必要な証明書に関して、義務を負うグループ会社が認識したシステム料金を報告している。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
環境証明書の料金				
システム費用 - 排出枠許容量	2,038	2,216	(178)	-8.0%
システム費用 - 省エネルギー証書費用	244	182	62	34.1%
システム費用 - 原産地保証	321	112	209	-
合計	**2,603**	**2,510**	**93**	**3.7%**

前年と比較した環境証明書の費用の増加は、主にエネル･エネルギア及びエンデサ･グループによる原産地保証として認識された費用の増加によるものであり、これは顧客に販売されるグリーン･エネルギーの量とエネルギー価格及びこれらの証明書価格の増加を反映している。
この効果は、主に化石資源から生産される電力量の減少に関連して、主にイタリアにおいて排出枠の料金が減少したことにより一部相殺された。

以下の表は、グループ各社が国内及び国際的な規制の下での順守義務を果たすために使用した環境証書の数量を報告している。

	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度	2023年度	2022年度
	排出枠 (千トン)		原産地保証 (GWh)		エネルギー効率証明書 (TOE)	
1月1日現在の期首残高	**34,494**	**28,350**	**20,565**	**11,417**	**416,174**	**257,940**
自主制作証明書	-	-	24,845	29,540	-	-
証書購入	34,699	32,925	28,362	20,316	925,187	678,808
証明書の販売	(2,500)	-	(1,464)	-	-	-
適合証明書の発行 (1)	(35,456)	(26,781)	(53,075)	(40,708)	(863,526)	(520,574)
12月31日現在の期末残高	**31,237**	**34,494**	**19,233**	**20,565**	**477,835**	**416,174**

(1) 2023年及び2022年に交付された証書は、適用される規則で想定される期限に沿い、過年度の適合とみなされる。

環境証書引当金

リスク引当金及び環境証明書に関する料金には、国内及び超国家的規制に基づく当該年度の順守義務の履行に対する証明書不足額に関する料金が含まれる。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
リスク引当金及び環境認証料-1年以内返済予定分		
排出枠	33	209
エネルギー効率証明書	3	-
原産地保証	214	83
合計	**250**	**292**

リスク及び費用引当金繰入額の減少（4,2百万ユーロ）は、エンデサ･グループが計上した排出権引当金繰入額の減少に起因するもので、エネル･エネルギアが計上した原産地保証引当金繰入額の増加により一部相殺された。

2023年におけるリスク引当金及び環境認証料の増減は以下の通り。

百万ユーロ		**引当金**	**用途**	**その他の変動**	
	2022年12月31日現在				**2023年12月31日現在**
リスク引当金及び環境認証料-1年以内返済予定分					
排出枠	209	33	(209)	-	33
エネルギー効率証明書	-	2	-	1	3
原産地保証	83	206	(104)	29	214
合計	**292**	**241**	**(313)**	30	**250**

環境認証に関する政府補助金収入

この表は、その年に発生し、所管当局によって認証された環境認証に対する非金銭的な政府補助金を報告している。これらは主に、再生可能資源発電所で発電された電力に比例して発生する原産地保証に関するものである。
エネルギー効率証書に対する政府補助金は、その年に購入されたエネルギー効率証書に対して、電力部門均等化基金からe-distribuzioneに支払われる。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	**増減**	
環境証明書交付金				
非金銭的補助金 - 原産地保証	111	48	63	-
金銭以外の助成金 - その他の環境証書	4	1	3	-
環境認証のための非金銭的補助金合計	**115**	**49**	**66**	**-**
補助金 - エネルギー効率証書	231	171	60	35.1%
合計	**346**	**220**	**126**	**57.3%**

環境認証交付金の前年度比126百万ユーロの増加は主に以下を反映したものである。

- **スペイン (44百ユーロ) とイタリア (19百ユーロ) で登録された原産地保証無償資金協力のうち、価格の上昇と再生可能エネルギー生産量の増加に伴うもの。**
- **2023年のエネルギー効率証書購入量が前年比で増加したことにより、電子流通機構 (e-ディストリビューション) が認定するエネルギー効率証書に対する補助金が増加 (60百万ユーロ) 。**

環境認証のために受け取る金銭以外の助成金

以下の表は、年度末時点で未取得であるが、所轄官庁から認定を受けていない環境証明書を、それを作成したグループ会社に発行したものである。これらはその他の流動非金融資産に計上され、主に原産地保証に関するものである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
環境認証のために受け取る金銭以外の助成金		
原産地保証	23	15
その他の証明書	1	1
合計	**24**	**16**

8百万ユーロの増加は、イタリアとスペインで計上された原産地保証のために受け取る非金銭的補助金の増加に起因するものである。

その他の項目

環境証明書が損益計算書及び財政状態計算書のその他の項目に与える影響については、以下を参照のこと:

- **注11.a.「販売及びサービスによる収益」環境証明書の販売による収益。**
- **注12.b.「サービス及びその他の資材」:当該年度の順守義務を果たすために使用されなかった環境証明書の購入。**
- **注33「棚卸資産」には、その年の順守義務を果たすために使用されなかった証書の棚卸資産が記載されている。**

注記59.将来の会計基準

2023年12月31日以降に適用される当グループの会計基準等の改正及び解釈指針は以下のとおりである。

＞ 2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂-流動負債又は固定負債の分類」。当該改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。具体的にはこの変更は以下の点を明確にしている。

- 流動又は非流動に負債を分類する際に採用する基準であり、決済を延期する事業体の権利の意味、及び、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことが明記するもの。
- 分類は、事業体が負債の決済を延期する権利を行使する経営者の意図又は期待の影響を受けないこと。
- 報告期間の末日に事業体が負債の条件を充たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後まで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること。
- 現金、資本性金融商品、その他の資産又はサービスの相手方への移転に係る決済であること。

当該修正は、2024年1月1日以降に開始する年度から発効する。[26]

＞ 2022年10月に公表された「IAS第1号の改訂‐特別条項付きの非流動負債」。IAS第1号は、会社が報告日後12か月に決済を繰延べる権利を有する場合に限り、非流動負債として負債の分類を求めている。とはいえ、その権利は多くの場合、誓約書の遵守を条件としている。当該基準の改訂は、少なくとも12か月の間、負債の決済を繰延べる権利が特別条項の遵守の対象となっている場合の開示を改善し、報告日現在の流動又は非流動としての負債の分類は、報告日以降に遵守しなければならない特別条項の影響を受けないことを明記している。

当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

＞ 2014年9月に公表された「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂‐投資者とその関連会社又は合弁事業企業との間の資産の売却又は拠出」。当該改訂により、投資家とその関連会社又は共同支配企業との間の資産の売却又は拠出に関する会計処理が明確化された。当該改訂は、会計上の取扱いが関連会社又は共同支配企業に売却された資産又は拠出された資産が、「事業」(IFRS第3号で定義される)を構成するかどうかに依存していることを確認するものである。IASBは、当該改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 2022年9月に公表された「IFRS第16号の改訂‐セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債」。当該改訂は、売手である借手に、当該手配に関係する資産の従前の帳簿価額に比例して、そして留保された使用権に沿って、リースバックから生じる使用権の測定を求めている。従って、売手である借手は、買手である貸手に譲渡された権利に関連するキャピタル・ゲイン又はロスの金額のみを認識することが認められる。

当該改訂は、リースバックから生じる負債における特定の測定要件を規定していない。しかしながら、当該基準は、指数又はレートに依拠しない変動支払を含めることで、当該負債の当初測定及びその後の測定の示例を含んでいる。当該表示は、IFRS第16号により要求される一般的な会計モデルからの逸脱である。というのも、一般的な会計モデルでは、指数又はレートに依拠しない変動支払は、当該支払の発生を決定づける事象又は状況における期間に純損益を通じて認識される。この観点から、売手である借手は、リース支払を決定するための会計方針を策定し適用しなければならず、留保された使用権の利得又は損失の金額は認識されない。

この改正は、2024年1月1日から始まる会計期間から適用される。IAS第8号「会計方針、会計上の見積り及び誤謬」に従って、IFRS第16号の初度適用日後に締結されたセール・アンド・リースバック取引において遡及適用が認められる。

---

26 2020年に改正が公表され、発効日を2023年1月1日から2024年1月1日に延期することとなった。

- 「IAS第21号改訂 - 外国為替相場の変動の影響：交換性の欠如」、2023年8月発行。この改正は、ある通貨が他の通貨と交換可能かどうかを判断する際、また交換可能でない場合には、使用すべき為替レートと提供すべき開示を決定する際に、一貫したアプローチを適用することを求めている。
  本改訂は、承認されることを条件として、2025年1月1日から始まる年度に対して発効する (より早期の適用が認められる) 。

- 「IAS第7号及びIFRS第7号「供給者金融取決めの改訂」、2023年5月発行。
  この改訂は、財務諸表利用者が企業の負債、キャッシュ・フロー及び流動性リスクへのエクスポージャーに関連する影響を理解するのを支援するために、供給者金融取決めの特徴を明確にし、これらの取決めに関する追加の開示を要求するものである。
  IASBは経過措置として、適用初年度の比較情報や特定の期首残高の開示を要求しないことを認めた。さらに、要求される情報は出願初年度にのみ適用される。 したがって、この改定が承認されることを条件として、2024年1月1日以降に開始する年次報告期間について効力を生じることを考慮すると、新しい開示は2024年12月31日現在の年次財務報告以前に提供されなければならない。

当グループは、今後の新規定の適用による影響の評価を実行している。

注記60.後発事象

米国の地熱・太陽光ポートフォリオをオーマット社に売却する契約を締結

2024年1月4日、エネル・スパは、完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ・インク（Enel Green Power North America Inc.(EGPNA)）は、オーマット・テクノロジーズ・インク（Ormat Technologies Inc）との間で、米国内の再生可能エネルギー資産ポートフォリオを総額271百万ドル（250百万ユーロ相当）で売却することで合意した。売却された資産には、EGPNAの地熱発電ポートフォリオ全体と多数の小規模太陽光発電所が含まれ、稼働中の発電所の総容量は約150MWになる。

この取引は、いくつかの条件が満たされた後に完了したが、エネルグループの連結純負債に約250百万ユーロのプラス効果をもたらし、グループ利益には約30百万ユーロのマイナス影響を及ぼしたが、これはすでにIFRS第5号に従って2023年に減損損失として認識されていた。

エネル、ユーロ債市場で17.5億ユーロのデュアル・トランシェ持続可能性リンク債を発行

2024年1月16日、エネルSpA傘下の金融会社エネル・ファイナンス・インターナショナルNVは、ユーロ債市場の機関投資家向けに総額17億5000万ユーロのデュアル・トランシェのサステナビリティ・リンク・ボンドを発行した。

この新規発行では、2024年1月に最終更新された「持続可能性連動融資フレームワーク」に示された、トランシェごとに2つの持続可能性主要業績評価指標を使用することが想定されている。

この発行は以下の2つのトランシェで構成されている。

- 750百万ユーロ、固定金利3.375%、決済日は2024年1月23日、償還期限は2028年7月23日。
- 1,000百万ユーロ、固定金利3.875%、決済日は2024年1月23日、満期は2035年1月23日。

エネル、900百万ユーロの永久ハイブリッド債を発行表面利率4.75%

2024年2月20日、エネルSpAは欧州市場において、機関投資家向けにユーロ建て、元本総額900百万ユーロの非転換劣後永久ハイブリッド債を発行した。

この取引は、最初のコール日が2025年2月で表面利率が3.5%の900百万ユーロの持分法適用永久ハイブリッド債の借り換えである。

同債券には満期はなく、償還期限は会社の解散又は清算の場合のみである。年4.75%の固定クーポンが、第1回任意償還最終日である2029年5月27日の第1回リセット日まで（ただし、これを除く）支払われる。

イタリアでの電池及びオープンサイクルプラントプロジェクト開発におけるソステネオとのパートナーシップ

2024年3月1日、エネル・スパは、子会社であるエネル・イタリア・スパを通じ、ソステネオ・ファンド1・ホールディングス社（Sosteneo Fund 1 HoldCo Sàrl）との間で、エネル・イタリアが100%出資し蓄電池システム（BESS）及びオープンサイクル・ガスタービン（OCGT）のポートフォリオの導入・運営を目的として設立されたエネル・リブラ・フレクシス社（Enel Libra Flexsys Srl）の株式資本の49%をソステネオ・ファンド1・ホールディングス社が取得する契約を締結した。

この契約では、ソステネオ・ホールディングコが約11億ユーロを支払うことになっている。また、価格はこの種の取引で慣例となっている調整メカニズムの対象となる。同契約で認められたエネル・リブラ・フレクシスの100%ベースの企業価値は、プロジェクトが予見する投資サイクルが完了した時点で、約25億ユーロに相当する。

この取引は、取引完了時にエネルグループの連結純債務に約11億ユーロのプラスの影響を与えると予想されているが、取引完了後もエネルは引き続き支配権を維持し、エネル・リブラ・フレクシスを完全に連結するため、グループの業績には影響を与えない予定である。

ロンバルディア州の多くの自治体における配電事業に関するA2Aとの協定

2024年3月9日、エネルの子会社であるe-distribuzione SpAは、A2A SpAとの間で、ミラノ県とブレシア県のいくつかの市町村における配電事業を譲渡するために新たに設立される会社の資本金の90%をA2A SpAに売却する契約を締結した。

この契約では、A2Aが約13.5億ユーロの企業価値（同社の100%）に基づき、約12億ユーロを支払うことが規定されている。クロージング時に支払われる価格は、この種の取引で慣例となっている調整メカニズムが適用される。

取引が完了した時点で、e-distribuzioneはNewCoの資本の10%の株式を保有し、会社の立ち上げ段階を支援する。この株式は、取引完了後1年目から発動可能なプット・アンド・コール・オプション制度の対象となる。さらに、当事者間の特定の契約では、e-distribuzioneがサービスの継続性を確保するための支援活動を保証することが規定されている。

この取引は、2024年のエネルグループの連結純負債に約12億ユーロ、2024年のグループ報告利益に約10億ユーロのプラス効果をもたらす見込みである。取引完了前に、イー・ディストリビュゾーネがNewCoのために実施する可能性のあるさらなる活動について正確な特定がなされ、そのような活動が具体的な契約に反映され、それによって産業スチュワードシップ関係が形成された場合、前述の業績効果も当グループの通常の業績に計上される可能性がある。

取引の完了は2024年12月31日を予定しており、独占禁止法上のクリアランスの取得、イタリア閣僚評議会議長によるゴールデンパワー手続きの成功裏の完了、配電サービス権をNewCoに譲渡する認可の取得を含むいくつかの条件を満たす必要がある。

注記61. CONSOB発行体規則第149条に基づく監査法人の報酬

CONSOB発行体規則第149条の規定に基づき、2023年12月31日現在、エネルSpA及びその子会社が当監査法人及びそのネットワークに属する事業体に支払った2023年度中の手数料は、以下の表に要約されている。

百万ユーロ

サービスの分類	サービスを提供する事業体	料金
エネルSpA		
監査	内訳:	
	- KPMG SpA	0.9
	- KPMGネットワーク事業体	-
認証業務	内訳:	
	- KPMG SpA	1.8
	- KPMGネットワーク事業体	-
その他サービス	内訳:	
	- KPMG SpA	-
	- KPMGネットワーク事業体	-
合計		**2.7**
エネルSpAの子会社		
監査	内訳:	
	- KPMG SpA	4.6
	- KPMGネットワーク事業体	9.5
認証業務	内訳:	
	- KPMG SpA	1.3
	- KPMGネットワーク事業体	1.2
その他サービス	内訳:	
	- KPMG SpA	-
	- KPMGネットワーク事業体	-
合計		**16.6**
合計		**19.3**

前へ　次へ

財務書類（2023年12月31日現在）

損益計算書

		2023年度				2022年度			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
収益									
販売及びサービスから生じた収益	4.a	107,242,614	18,297,734,801	107,177,471	18,286,620,102	116,051,123	19,800,642,606	116,143,487	19,816,401,752
その他の収益	4.b	55,953,225	9,546,739,250	12,301,276	2,098,843,711	16,663,153	2,843,067,165	14,877,215	2,538,350,423
	(小計)	**163,195,839**	**27,844,474,050**			**132,714,276**	**22,643,709,771**		
営業費用									
消耗品の購入	5.a	411,658	70,237,088	230,382	39,307,777	386,707	65,979,948	218,873	37,344,111
サービス、リース及び賃借料	5.b	201,897,034	34,447,671,941	125,570,450	21,424,830,179	206,383,096	35,213,083,840	132,838,081	22,664,833,380
人件費	5.c	135,217,154	23,070,750,815			104,681,593	17,860,773,398		
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	718,632,977	122,613,158,536			1,329,696,603	226,872,834,404		
その他の営業費用	5.e	47,150,940	8,044,893,383	411,287	70,173,788	26,904,912	4,590,516,085	615,302	104,982,827
	(小計)	**1,103,309,763**	**188,246,711,763**			**1,668,052,911**	**284,603,187,675**		
営業損失		**(940,113,924)**	**(160,402,237,713)**			**(1,535,338,635)**	**(261,959,477,904)**		

持分投資から生じた収益	6	4,269,179,595	728,407,422,499	4,268,761,567	728,336,098,562	8,770,435,089	1,496,411,634,885	8,770,003,874	1,496,338,060,982
デリバティブから生じた金融収益	7	906,666,335	154,695,410,078	421,215,400	71,867,771,548	2,131,015,975	363,593,945,655	627,229,150	107,017,837,573
その他の金融収益	8	481,633,806	82,176,359,980	386,665,830	65,972,923,915	431,697,733	73,656,267,204	379,617,287	64,770,301,508
デリバティブから生じた金融費用	7	868,999,445	148,268,685,306	342,163,853	58,379,996,599	1,959,981,967	334,412,123,210	1,166,367,143	199,005,561,939
その他の金融費用	8	952,414,076	162,500,889,647	449,181,865	76,639,409,806	786,552,405	134,201,571,341	309,241,496	52,762,784,048
	(小計)	**3,836,066,215**	**654,509,617,603**			**8,586,614,425**	**1,465,048,153,194**		
税引前利益		**2,895,952,291**	**494,107,379,890**			**7,051,275,790**	**1,203,088,675,290**		
法人所得税等	9	(135,857,564)	(23,180,017,570)			(106,090,159)	(18,101,102,929)		
当期純利益		**3,031,809,855**	**517,287,397,460**			**7,157,365,949**	**1,221,189,778,218**		

包括利益計算書

		2023年度		2022年度	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		**3,031,809,855**	**517,287,397,460**	**7,157,365,949**	**1,221,189,778,218**
その他の包括利益／(費用)で後に純損益に振替えられる可能性のある項目(税引後)					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		(55,299,318)	(9,435,169,637)	294,350,690	50,222,114,728
ヘッジ・コストの公正価値変動額		(45,732)	(7,802,794)	(3,149,358)	(537,343,462)
その他の包括利益／(費用)で後に純損益に振替えられる可能性のない項目(税抜後)					
確定給付制度に係る正味負債／(資産)の再測定		(5,254,233)	(896,477,234)	13,268,911	2,263,941,595
他社における持分投資の公正価値変動額		1,239,631	211,505,841	1,952,292	333,100,061
その他の包括利益／(損失)合計	23	**(59,359,652)**	**(10,127,943,824)**	**306,422,535**	**52,281,812,922**
当期包括利益／(損失)合計		**2,972,450,203**	**507,159,453,636**	**7,463,788,484**	**1,273,471,591,140**

財政状態計算書

資産		2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	9,325,876	1,591,180,963			10,527,976	1,796,283,265		
無形資産	11	130,536,624	22,272,158,787			133,425,176	22,765,003,529		
繰延税金資産	12	105,795,799	18,050,879,225			146,252,786	24,953,650,347		
持分投資	13	60,917,485,264	10,393,741,335,744			59,952,466,507	10,229,089,835,424		
非流動デリバティブ資産	14	260,558,273	44,456,452,539	17,582,012	2,999,842,887	348,779,629	59,508,780,300	35,499,991	6,057,008,464
その他の非流動金融資産	15	9,732,013	1,660,476,058			13,667,732	2,331,988,434		
その他の非流動資産	16	72,985,571	12,452,798,124	64,126,969	10,941,343,451	81,210,258	13,856,094,220	68,953,577	11,764,859,308
	(合計)	**61,506,419,420**	**10,494,225,281,440**			**60,686,330,064**	**10,354,301,635,520**		
流動資産									
営業債権	17 (1)	167,063,646	28,504,399,281	167,043,846	28,501,021,005	294,100,316	50,179,395,916	293,729,361	50,116,103,574
未収税金資産	18	309,389,752	52,788,079,486		0	164,519,486	28,070,314,701		0
流動デリバティブ資産	14	76,246,594	13,009,193,868	55,833,206	9,526,261,608	390,303,368	66,593,560,648	85,798,846	14,638,999,105
その他の流動金融資産	19	6,482,654,926	1,106,070,583,474	5,951,617,471	1,015,464,972,902	3,480,039,167	593,764,282,674	3,019,086,075	515,116,466,117
その他の流動資産	20	1,581,057,389	269,760,011,711	1,552,330,980	264,858,711,808	584,062,049	99,652,666,800	282,681,908	48,231,187,143
現金及び現金同等物	21	1,122,155,615	191,462,191,031			4,867,872,963	830,556,484,947		
	(合計)	**9,738,567,922**	**1,661,594,458,852**			**9,780,897,349**	**1,668,816,705,686**		

売却目的保有に分類された非流動資産	22	-	-		654,000,000	111,585,480,000	
資産合計		71,244,987,342	12,155,819,740,292		71,121,227,413	12,134,703,821,206	

(1)2022年12月31日時点の売上債権の関連当事者に関する数値は、より正確に算出されている。

負債及び株主持分		2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
株主持分									
株式資本		10,166,679,946	1,734,638,932,387			10,166,679,946	1,734,638,932,387		
自己株式準備金		(59,391,451)	(10,133,369,370)			(47,077,924)	(8,032,435,393)		
資本性金融商品-永久ハイブリッド債		6,553,164,779	1,118,100,974,593			5,567,477,464	949,923,004,908		
その他の準備金		11,785,045,273	2,010,764,424,479			11,835,447,410	2,019,364,037,094		
利益剰余金(繰越損失)		8,591,640,579	1,465,905,715,589			5,695,687,373	971,798,179,581		
当期純利益	(1)	845,973,667	144,340,027,064			5,124,029,959	874,261,991,605		
株主持分合計	23	**37,883,112,793**	6,463,616,704,742			**38,342,244,228**	6,541,953,710,181		
非流動負債									
長期借入金	24	17,855,165,462	3,046,448,331,126	14,274,103,557	2,435,447,548,895	18,195,966,550	3,104,595,812,761	12,406,766,403	2,116,842,483,680
従業員給付	25	120,706,096	20,594,874,100			131,204,919	22,386,183,280		

リスク及び費用における引当金 - 非流動部分	26	20,741,948	3,538,991,168			26,699,393	4,555,450,434		
繰延税金負債	12	43,103,814	7,354,372,745			98,253,224	16,763,965,079		
非流動デリバティブ負債	14	619,923,490	105,771,345,864	104,107,038	17,762,742,824	663,170,856	113,150,211,451	163,067,356	27,822,552,281
その他の非流動負債	27	20,538,647	3,504,303,951	8,512,767	1,452,448,306	23,089,469	3,939,525,201	8,493,024	1,449,079,755
(小計)		**18,680,179,457**	3,187,212,218,953			**19,138,384,411**	3,265,391,148,205		
流動負債									
短期借入金	24	8,631,664,059	1,472,734,521,747	8,461,461,359	1,443,694,537,073	8,751,561,341	1,493,191,396,001	8,362,050,365	1,426,733,033,276
一年以内返済予定の長期借入金	24	1,179,258,322	201,205,054,900	132,390,869	22,588,530,069	1,430,638,032	244,095,461,020	1,332,500,814	227,351,288,885
リスク及び費用における引当金 - 流動部分	26	9,194,092	1,568,695,977			14,646,861	2,499,047,424		
営業債務	28	134,532,360	22,953,911,263	86,850,266	14,818,392,385	154,478,681	26,357,152,552	97,033,054	16,555,779,673

流動デリバティブ負債	14	105,519,013	18,003,653,998	19,558,734	3,337,111,195	178,393,271	30,437,459,898	69,056,412	11,782,405,015
その他の流動金融負債	29	226,230,895	38,599,515,305	110,995,822	18,938,107,150	238,249,602	40,650,147,093	94,222,302	16,076,209,167
その他の流動負債	31	4,395,296,351	749,925,463,408	824,782,216	140,724,341,694	2,872,630,986	490,128,298,831	739,812,883	126,226,874,097
	(小計)	**14,681,695,092**	2,504,990,816,597			**13,640,598,774**	2,327,358,962,820		
負債合計		**33,361,874,549**	5,692,203,035,550			**32,778,983,185**	5,592,750,111,025		
負債及び株主持分合計		**71,244,987,342**	12,155,819,740,292			**71,121,227,413**	12,134,703,821,206		

(1) **当期純利益**3,032**百万ユーロ** (2022**年度は**7,157**百万ユーロ**)**は、中間配当金**2,186**百万ユーロ** (2022**年度は**2,033**百万ユーロ**) **との差額を表示している。**

持分変動計算書 (注記23)

ユーロ	資本金	資本準備金	自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法律第292／1993号規定準備金	その他の準備金	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	FVOCIにおける金融資産の測定から生じた準備金	数理計算上の準備金	利益剰余金	当期純利益	株主持分合計
2022年1月1日現在	10,166,679,946	7,495,973,184	(36,046,337)	5,567,477,464	2,033,335,988	2,215,444,500	118,883,477	(318,200,397)	(259,933)	(119,746)	(34,677,733)	4,928,260,660	2,830,813,067	34,967,564,140
その他の変動	-	-	-	-	-	-	1,034	-	-	-	-	-	-	1,034
自己株式の取得	-	(14,071,647)	-	-	-	-	14,026,715	-	-	-	-	(14,026,715)	-	(14,071,647)
株式報酬準備金(LTI)	-	42,879	-	-	-	-	7,525,713	-	-	-	-	-	-	7,568,592
自己株式の発行	-	-	3,040,060	-	-	-	(2,950,806)	-	-	-	-	2,950,806	-	3,040,060
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
永久ハイブリッド社債保有者への利札払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123,434,990)	-	(123,434,990)
2021年度利益配分														
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,931,669,190)	(1,931,669,190)	

永久ハイブリッド債の保有者に対するクーポン	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,554,749	(70,554,749)	-
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	829,952,104	(828,589,129)	**1,362,975**
2022年度中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,430,759	(2,033,335,989)	**(2,031,905,230)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	294,350,690	(3,149,358)	1,952,292	13,268,911	-	-	**306,422,535**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,157,365,949	**7,157,365,949**
2022年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(47,077,924)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**137,486,133**	**(23,849,707)**	**(3,409,291)**	**1,832,546**	**(21,408,822)**	**5,695,687,373**	**5,124,029,959**	**88,342,244,228**
自己株式の取得	-	(21,028,919)	-			21,073,852						(25,643,550)		**(25,598,617)**
株式報酬準備金(LTI)	-	-	-	-	-	-	(3,311,691)	-	-	-	-	-	-	**(3,311,691)**
自己株式の発行	-	-	8,715,392	-	-	-	(8,804,646)	-	-	-	-	9,072,425	-	**8,983,171**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	985,687,315	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**985,687,315**

永久ハイブリッド社債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(181,768,696)	-	**(181,768,696)**
2022年度利益配分													
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,033,335,989)		**(2,033,335,989)**
永久ハイブリッド債の保有者に対するクーポン	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,434,990	(123,434,990)	-
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,968,689,739)	(2,967,258,980)	**1,430,759**
2023年度中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,168,298	(2,185,836,188)	**(2,183,667,890)**
当期包括利益													
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	(55,299,318)	(45,732)	1,239,631	(5,254,233)	-	-	**(59,359,652)**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,031,809,855		**3,031,809,855**
2023年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(59,391,451)**	**5,553,164,779**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**146,443,648**	**(79,149,025)**	**(3,455,023)**	**3,072,177**	**(26,663,055)**	**3,591,640,579**	**845,973,667**	**37,883,112,793**

(1) 2022年11月3日の取締役会で承認され、2023年1月25日以降支払われた。

(2) 2023年11月7日の取締役会で承認され、2024年1月24日以降支払われた。

持分変動計算書 (注記23)

円	資本金	資本準備金	自己株式準備金	資本性金融商品準備金 - 永久ハイブリッド債	法定準備金	法律第292／1993号に基づく準備金	その他の準備金	ヘッジ準備金	FVOCIにおける金融資産の測定から生じた準備金	ヘッジ費用準備金	数理計算上の準備金	利益剰余金	当期純利益	株主持分合計
2022年1月1日現在	**1,734,638,932,387**	**1,278,962,944,654**	**(6,150,226,019)**	**949,923,004,908**	**346,927,786,273**	**377,999,140,590**	20,283,898,846	**(54,291,351,736)**	**(44,349,768)**	**(20,431,063)**	**(5,916,714,804)**	**840,859,833,809**	**482,993,325,492**	**5,966,165,793,567**
その他の変動	**-**	-	-	**-**	**-**	**-**	176,421	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**176,421**
自己株式の取得	**-**	-	(2,400,904,411)	**-**	**-**	**-**	2,393,238,113	**-**	**-**	**-**	**-**	(2,393,238,113)	**-**	**(2,400,904,411)**
株式報酬準備金（LTI）	**-**	7,316,015	**-**	**-**	**-**	**-**	1,284,037,152	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1,291,353,167**
自己株式の発行	**-**	-	518,695,037	**-**	**-**	**-**	(503,466,520)	**-**	**-**	**-**	**-**	503,466,520	**-**	**518,695,037**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	**-**	**-**	**-**	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	**-**	**-**
永久ハイブリッド社債保有者への利払い	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	(21,060,477,994)	**-**	**(21,060,477,994)**
2021年度剰余金配当	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	- ((329,581,397,198))	**(329,581,397,196)**	

永久ハイブリッド債の保有者に対するクーポン	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,038,051,274	(12,038,051,274)	-
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141,606,427,984	(141,373,877,190)	**232,550,795**
2022年度中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	244,116,101	(346,927,786,443)	**(346,683,670,343)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	50,222,114,728	(537,343,462)	333,100,061	2,263,941,595	-	-	52,281,812,922
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,221,189,778,218	1,221,189,778,218
2022年12月31日現在	**1,734,638,932,387**	**1,278,970,260,669**	(8,032,435,393)	**949,923,004,908**	**346,927,786,273**	**377,999,140,590**	23,457,884,012	**(4,069,237,008)**	**(581,693,230)**	**312,668,999**	**(3,652,773,210)**	**971,798,179,581**	**874,261,991,605**	6,541,953,710,181
自己株式の取得	-	-	(3,587,954,160)	-			3,595,620,628					(4,375,302,501)		(4,367,636,033)
株式報酬準備金（LTI）	-	-	-	-	-	-	(565,040,718)	-	-	-	-	-	-	(565,040,718)
自己株式の発行	-	-	1,487,020,183	-	-	-	(1,502,248,701)	-	-	-	-	1,547,937,154	-	1,532,708,636

資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	168,177,969,685	-	-	-	-	-	-	-	-	-	168,177,969,685
永久ハイブリッド社債保有者への利払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31,013,374,912)	-	(31,013,374,912)
2022年の利益配分														
剰余金配当	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(346,927,786,443)	**(346,927,786,443)**
永久ハイブリッド債の保有者に対するクーポン	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,060,477,994	(21,060,477,994)	-
利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506,517,843,268	(506,273,727,168)	**244,116,101**
2023年度中間配当金	(2) -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	369,955,005	(372,947,370,397)	**(372,577,415,392)**
当期包括利益														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(9,435,169,637)	(7,802,794)	211,505,841	(896,477,234)	-	-	**(10,127,943,824)**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	517,287,397,460	**517,287,397,460**

2023年12月31日現在	1,734,638,932,387	1,278,970,260,669	(10,133,369,370)	1,118,100,974,593	346,927,786,273	377,999,140,590	24,986,215,222	(13,504,406,646)	(589,496,024)	524,174,840	(4,549,250,444)	1,465,905,715,589	144,340,027,064	6,463,616,704,742

(1) 2022年11月3日の取締役会で承認され、2023年1月25日以降支払われた。
(2) 2023年11月7日の取締役会で承認され、2024年1月24日以降支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

		2023年度				2023年度			
					うち関連当事者取引				うち関連当事者取引
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
税引前利益		**2,895,952,291**	**494,107,379,890**			**7,051,275,790**	**1,203,088,675,290**		
調整額:									
減価償却費、償却費及び減損損失	5.d	718,632,977	122,613,158,536			1,329,696,603	226,872,834,404		
外貨建資産・負債の為替差益 ／(差損)		13,686,853	2,335,250,859			41,292,295	7,045,291,373		
引当金の繰入		6,957,494	1,187,087,626			13,500,103	2,303,387,574		
子会社、関連会社及びその他の会社からの受取配当金	6	(4,269,179,595)	(728,407,422,499)	(4,268,761,567)	(728,336,098,562)	(8,770,435,089)	(1,496,411,634,885)	(8,770,003,874)	(1,496,338,060,982)
純金融(収益)／費用		411,222,943	70,162,858,535	(16,527,553)	(2,819,931,093)	125,469,680	21,407,636,802	630,833,857	107,632,872,681
正味運転資本変動前の営業活動によるキャッシュ・フロー		**(222,727,037)**	**(38,001,687,053)**			**(209,200,618)**	**(35,693,809,443)**		
引当金の増加／(減少)		(28,866,530)	(4,925,207,349)			(74,223,632)	(12,664,036,092)		
営業債権の(増加)／減少	17	111,147,807	18,964,038,830	113,669,287	19,394,253,748	(19,074,769)	(3,254,537,087)	(18,500,011)	(3,156,471,877)
金融及び非金融資産／負債の(増加)／減少		1,012,405,770	172,736,672,477	(822,418,837)	(140,321,101,969)	573,538,442	97,857,128,974	1,028,253,294	175,440,577,022
営業債務の増加／(減少)	28	(19,946,322)	(3,403,241,460)	(10,182,788)	(1,737,387,289)	(12,541,935)	(2,139,904,950)	(19,491,987)	(3,325,722,822)
受取利息及びその他の金融収益受取額		1,080,902,064	184,423,510,160	644,093,507	109,895,234,164	1,803,097,466	307,644,489,649	685,825,927	117,015,619,665
支払利息及びその他の金融費用支払額		(1,460,144,722)	(249,129,892,468)	(637,676,049)	(108,800,287,480)	(2,058,692,623)	(351,254,135,336)	(1,055,072,686)	(180,016,501,685)
子会社、関連会社及びその他の会社からの配当金受取額	6	3,851,190,666	657,090,151,433	3,850,786,914	657,021,263,267	9,112,358,781	1,554,750,655,214	9,111,955,231	1,554,681,801,513
法人所得税支払		(47,114,592)	(8,038,691,687)			(426,270,915)	(72,730,343,517)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)(1)		**4,276,847,104**	**729,715,652,884**			**8,688,990,197**	**1,482,515,507,412**		
有形固定資産及び無形資産への投資	10-11	(47,401,080)	(8,087,572,270)			(45,254,041)	(7,721,244,475)		
株主持分への投資	13	(1,608,039,876)	(274,363,763,643)	(1,608,039,876)	(274,363,763,643)	(1,739,147,822)	(296,733,401,390)	(1,739,147,822)	(296,733,401,390)
特別取引による投資の売却		648,514,204	110,649,493,486	648,514,204	110,649,493,486	136,635,930	23,312,822,377	136,635,930	23,312,822,377
投資活動によるキャッシュ・フロー (b)		**(1,006,926,752)**	**(171,801,842,426)**			**(1,647,765,933)**	**(281,141,823,488)**		
新規長期借入金	24	2,201,106,190	375,552,738,138	2,000,032,661	341,245,572,620	4,250,921,203	725,292,175,656	410,711	70,075,511
借入金の返済	24	(2,803,055,864)	(478,257,391,516)	(1,332,805,452)	(227,403,266,220)	(10,465,909,645)	(1,785,693,503,630)	(5,117,740,779)	(873,188,931,713)
長期借入金／(貸付資産)の正味増減額		265,084,305	45,228,684,119	1,200,109,945	204,762,758,816	(1,159,334,729)	(197,805,691,462)	(1,214,846,241)	(207,277,065,639)
短期借入金／(貸付資産)の正味増減額		(3,371,850,065)	(575,305,058,090)	(4,006,272,340)	(683,550,186,651)	8,267,773,610	1,410,647,533,338	8,090,248,848	1,380,358,258,446

配当金及び中間配当金の支払	23	(4,090,667,883)	(697,949,754,197)		(3,881,594,634)	(662,277,676,453)	
永久ハイブリッド債の発行	23	1,737,237,500	296,407,462,250		-	-	
永久ハイブリッド債の償還	23	(751,550,185)	(128,229,492,565)		-	-	
永久ハイブリッド債保有者への利息の支払	23	(181,768,696)	(31,013,374,912)		(123,434,990)	(21,060,477,994)	
自己株式の取得	23	(20,173,002)	(3,441,917,601)		(14,026,715)	(2,393,238,113)	
財務活動による／(に用いた) キャッシュ・フロー (c)		**(7,015,637,700)**	**(1,197,008,104,374)**		**(3,125,605,900)**	**(533,290,878,658)**	
現金及び現金同等物の増加／(減少) (a+b+c)		**(3,745,717,348)**	**(639,094,293,916)**		**3,915,618,364**	**668,082,805,266**	
現金及び現金同等物期首残高	21	4,867,872,963	830,556,484,947		952,254,599	162,473,679,681	
現金及び現金同等物期末残高	21	**1,122,155,615**	**191,462,191,031**		**4,867,872,963**	**830,556,484,947**	

前へ　次へ

個別財務諸表に対する注記

注記1. 個別財務諸表の様式及び内容

エネルSpAは、イタリア、ローマのヴィアーレ・レジーナ・マルゲリータ137番地に登記上の事務所を置き、1999年よりイタリア取引所（Borsa Italiana SpA）が組織・運営する電子証券取引所（Mercato Telematico Azionario）に上場している。
エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパ及びラテンアメリカに重点を置いた、電力及びガス業界における世界でも屈指の企業である。
親会社であるエネルSpAは、2023年12月31日に終了した事業年度のエネルグループの連結財務諸表を作成し、別文書にて公表している。
この個別財務諸表の公表は、2024年3月21日の取締役会で承認された。
これらの個別財務諸表はKPMG SpAの監査を受けている。

表示基準

2023年12月31日に終了した事業年度における当グループのこれらの個別財務諸表は、親会社であるEnel SpAの個別財務諸表であり、同年末現在有効である、国際会計基準審議会（IASB）によって公表された国際会計基準（国際会計基準-IAS及び国際財務報告基準-IFRS）、欧州連合において規則(EC) No.1606／2002に従って承認された国際財務報告解釈委員会（IFRIC）及び常任解釈委員会(SIC)の解釈指針に従って作成されている。当該基準や解釈は全て以下、「EU版IFRS」という。
これらの個別財務諸表は、2005年2月28日制定の政令第38号第9条第3項の基準にも準拠して作成されている。
個別財務諸表は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及び関連注記から構成される。
財政状態計算書で報告される資産及び負債は「流動／非流動基準」に基づいて分類され、売却目的で保有される資産と売却目的で分類される処分グループに含まれる負債は個別に報告される。流動資産（現金及び現金同等物を含む）とは、当社の通常の営業サイクル中、又は会計年度終了後12か月以内に実現、売却又は消費される予定の資産をいい、流動負債とは、当社の通常の営業サイクル中、又は会計年度終了後12か月以内に決済される予定の負債をいう。
損益計算書は、その性質に基づき費用をそれぞれの性質に基づいて分類しており、継続事業からの利益／（損失）と非継続事業からの利益／(損失）を別個に報告している。
キャッシュ・フロー計算書は間接法で作成されており、非継続事業に係る営業活動、投資活動及び財務活動のキャッシュ・フローは別掲している。
キャッシュ・フロー計算書のキャッシュ・フローについては、営業報告の「キャッシュ・フロー」の項を参照されたい。
個別財務諸表は、個別の項目に適用されている測定基準で説明されているように、IFRSに準拠して公正価値で測定されている項目、及び売却目的保有に分類された固定資産及び処分グループを除き、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定し、原価法を用いて継続企業ベースで作成されている。
個別財務諸表は当社の機能通貨であるユーロで表示されており、注記に記載されている数値は別段の記載がない限り百万ユーロで報告されている。
個別財務諸表は、前年度に関する比較情報を提供している。

注記2. 会計方針

2.1 非財務的な課題に係る留意事項

気候変動に関する開示

「ネットゼロ」に向けた動きは世界中で進んでおり、グローバル経済の脱炭素化及び電化のプロセスは、1.5度を超える気温上昇の深刻な結果を回避するために重要である。

このような展望に立ち、当グループでは、以下の戦略指針を定めている。

- **＞　脱炭素電力供給の支援に資本を配分する。**
- **＞　顧客のエネルギー需要に応えるための電化を可能にする。**
- **＞　価値連鎖に沿った価値創造を活用する。**
- **＞　持続可能な「ネットゼロ」目標の達成を2040年に前倒しする。**

気候変動に関連するリスク及びパリ協定の下で設定されたコミットメントを考慮し、当グループは、カーボン・ニュートラル目標の達成を前倒して達成し、国際会計基準の概念フレームワークの下で要請される重要かつ予見可能な影響を強調しつつ、資産、負債及び損益に係る影響を反映していくことを決定した。

気候変動に関連する問題の影響に関して、当グ ループは、特定の項目の評価及び／又は測定に おいて見積りを行うための方法論やモデルの適用に おいて、気候変動を暗黙の要素として考慮してい る。また、当社は、経営者による重要な判断において気候変動の影響も考慮している。

気候変動に関連する問題が財務に与える影響の詳細については、注記2.2「見積りの使用経営者の判断」及び特定項目に関する注記を参照のこと。

2.2 見積りの使用及び経営者の判断

EU版IFRSに基づく個別財務諸表の作成にあたり、経営者は、収益、費用、資産及び負債の帳簿価額、これに関連する項目に係る開示、並びに偶発資産及び偶発負債に影響を及ぼす可能性のある決定、見積り及び仮定を行うことが求められる。見積り及び経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験及びその他の要因に基づくものである。これらは、資産及び負債の帳簿価額をその他の情報源から判断することが容易でない場合に策定される。従って、実際の結果は当該見積りとは異なる場合がある。見積り及び仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は損益に反映される。見直しが現在及び将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間及び関連する将来の期間に認識される。

個別財務諸表への理解を向上させるために、以下のセクションでは、見積りの使用により影響を受ける主な項目、及び経営者の判断が重要な程度まで反映される場合について、EU版IFRSに準拠して当該項目を測定するにあたり経営者が用いた主な仮定を明確にして分析する。当該評価の重要な要素は、本質的に不確実な事項に関する仮定と職業的専門家としての判断の利用である。

仮定及び判断の基礎となる状況の変化は、将来の業績に重大な影響を与える可能性がある。

財務諸表に含まれる情報は、国際会計基準審議会（IASB）が公表した実務記述書第2号「重要性の判断実施」の要件に従って実施された重要性分析に基づいて選択されている。

見積もりの使用

持分投資の回収可能性

当社は、グループ内の法人を管理するための戦略に沿って、各持分投資の減損の兆候の有無を少なくとも年1回評価する。そのような兆候が発見された場合、当該資産は減損テストを受ける。各持分投資の回収可能価額を決定するためのプロセスと手続きは、特に減損の兆候の特定、グループの事業計画の期間にわたる将来の収益性の予測、最終価値の見積りの基礎となる正規化キャッシュ・フローの決定、将来のキャッシュ・フローの予測に適用される長期成長率と割引率の決定などに関して、複雑である可能性があり、その性質上、経営者の判断を必要とする前提条件に基づいている。

非金融資産の減損

有形固定資産及び無形固定資産は、帳簿価額が回収可能価額を上回った場合に減損処理を行っており、回収可能価額とは、公正価値から売却費用を控除した価額と使用価値のいずれか高い方の金額を言う。
回収可能価額はIAS第36号で定められた基準に従って評価され、その詳細については個別財務諸表の該当する注記に詳細に記載されている。
回収可能価額の算定にあたっては、通常、使用価値基準を適用しているが、使用価値基準とは、当該資産から得られると見込まれる将来キャッシュ・フローの現在価値を、貨幣の時間的価値及び当該資産に特有のリスクに関する現在の市場評価を反映した税引前割引率を用いて割り引いたものを言う。
使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用及び投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づいている。当該予測は向こう3年間を対象としている。それ以降の年度においては、以下を考慮する。

- **キャッシュ・フローの算定において考慮した主要な変数の長期の推移、特定の事業の特性に基づく資産の平均残存耐用年数又は割引期間に関する仮定。**
- **電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率、及び／又はいかなる場合にも関連市場の平均長期成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）。**

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に用いる見積り、仮定、及び適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、これらの金額の基礎となる仮定に変動があれば、回収可能価額が異なる可能性がある。各非金融資産の各グループの分析は個々に行われ、経営者は、特定の状況下で慎重かつ合理的とみなされる見積り及び仮定の使用を求められる。
当社は、そのビジネスモデル、またエネルギー転換プロセスとの関連で、気候変動問題が、予想キャッシュ・フローを見積もるために使用される合理的で裏付けのある仮定に影響を及ぼしているかどうかも慎重に評価している。その際、当社は、特に、最終価値の推定において、各国のエネルギーモデルを使用して決定される電力需要の変化に応じた長期的な成長率を考慮することによって、必要に応じて、気候変動の長期的な影響も考慮している。

気候変動による影響を考慮した資産の回収可能価額を見積もりに用いる主な前提条件及びその変更に関する情報は、該当する注記に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告日現在、当社は、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びその他全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。
金融資産に対する損失引当金は、債務不履行リスクについての仮定及び予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、当社の過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づき、これらの仮定を決定し、減損の計算に用いる情報の選択にかかる判断を行っている。
デフォルト確率（PD）、デフォルト損失（LGD）及びデフォルト時エクスポージャー（EAD）を考慮して決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額と、受け取ると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（不足分を含む）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。
予想信用損失の算定に用いる一般的簡易手法の詳細については、注記32「金融商品」を参照願いたい。

特定の参照市場及び当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収見込みに基づき、当該資産において、予想信用損失の算定には、当社は信用リスクの大幅に増加することを示す有効な指標と考えられている180日延滞を債務不履行とする定義を主に適用している。従って、90日を超えて延滞している金融資産は、特定の規制された市場を除いて、一般に債務不履行状態にあるとはみなされない。
営業債権及び契約資産については、当社は主として債権を特定のクラスターにグループ化することに基づく集団的アプローチを適用している。営業債権が経営者により個別に重要であるとみなされ、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報が存在する場合にのみ、当社は分析的アプローチを適用する。
具体的な経営者の評価に基づき、ポートフォリオ又は金融商品のリスクに影響を及ぼす可能性のある将来の事象及びマクロ経済シナリオを反映するために、定性的及び定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
利用した主要な仮定及びインプットの詳細については、注記32「金融商品」を参照のこと。

金融商品の公正価値の決定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場情報の使用を最大限に利用する特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を用いて算定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営陣は測定される商品の性格を充分に考慮してインプットを見積る。当社は、IFRS第13号に従い、金融商品の時価を取引先リスクに応じて調整するため、注記35「時価の測定」に記載の方法を適用し、取引先（信用評価調整又はCVA）及び自社（債務評価調整又はDVA）の双方を信用リスクの測定に含めている。入力データの見積りにおける前提条件の変更は、これらの金融商品の公正価値に影響を与える可能性がある。

年金及びその他の退職後給付

当社の従業員の中には、給与履歴及び勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している者がいる。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。
当該制度の費用及び負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算され、過年度の統計データ及び将来の予想費用を含む統計的及び年金数理的な要素を合わせて計算に用いている。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、インフレ率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。
当該見積りは、実際の医療費の実効コストの変動だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用及びその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
数理計算上の主な前提条件の詳細については、注記25「従業員給付」を参照のこと。

リスク及び費用における引当金

リスク及び費用における引当金の詳細は注記26「リスク及び費用における引当金」を参照のこと。
注記40「偶発資産及び債務」は当グループの最も重要な偶発資産及び債務に関する情報も記載している。

訴訟

当社は、自己の通常遂行する事業に関連して民事、行政及び税務上の係争に関与しており、これらが多額の負債を発生させることがある。当該係争の結果を予測することは必ずしも客観的に可能ではない。当該訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務又は負債のいずれに分類するかについて、たとえ当社を支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者の判断が求められる。
弁護士が不利な結果となる可能性があると判断し、損失金額の合理的な見積りが可能であると判断した訴訟に関する全ての重要な責任負担に対して引当金が認識されている。注記40は、当社の最も重要な偶発債務に関する開示を行なうものである。

リース

事前にリースに含まれる計算利子率が容易に判定できない場合には、当社は、支払リース料の現在価値を算定するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が同様の期間にわたり、同様の担保で、同様の経済環境において使用権資産と同様の価値を有する資産を取得するために必要な資金を借り入れるために支払わなければならない利率のことである。観測可能なインプットが入手できない場合、当社は、リース条件及び特定事業体固有の特定の見積りを反映する仮定をおいてIBRを見積っている。

当社において最も重要な判断の一つは、貸手に支払う必要がある支払リース料の現在価値を計算するために必要な当該IBRを算定することにある。IBRを決定する当社のアプローチは、次の3つの主要な要素の評価に基づいている。すなわち、リース料のキャッシュ・フロー、リース契約が締結された経済環境及びリース期間を考慮したリスク・フリー・レート、親会社又はその他の保証を考慮した借手に固有のIBRを算出するための信用スプレッド調整、及び割引率が一般的な借入増分利率ではなく、原資産の種類に直接リンクしている事実をIBR計算に反映させるためのリース関連調整である。特に貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。

法人所得税等

繰延税金資産の回収

2023年12月31日現在の個別財務諸表は、税務上の欠損金、繰越税額控除に関する繰延税金資産、及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。

当該資産の回収可能性は、税務上の欠損金を吸収し、他の繰延税金資産の便益を利用するに足る充分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

認識可能な繰延税金資産の金額を判定するためには、将来の課税所得の見込時期及び水準、将来のタックス・プランニング戦略並びに戻入れ日に適用される税率に基づく、重要な経営判断が必要となる。しかしながら、当社が認識済みの繰延税金資産の全額又は一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果として生じる調整は、当該状況が生じた年度の損益計算書に計上される。

認識された又はされなかった繰延税金資産の詳細は、注記12「繰延税金資産及び負債」を参照のこと。

経営者の判断

非金融資産の耐用年数の決定

耐用年数が有限である有形固定資産及び無形資産の耐用年数を決定するにあたり、当社は、当該資産を用いて得られた資産に含まれる将来の経済的便益のみならず、資産の耐用年数が他の資産の耐用年数に依存している場合は、当該資産を使用して生成された製品又はサービスの物理的な減耗、技術的、商業的又はその他の陳腐化、当該資産の使用に係る法的又は類似の制限（例えば安全、環境、その他の制限）など、他の多くの要因も検討している。

また、当社は、当該資産の耐用年数の見積りにあたり、パリ協定に基づく約定を考慮している。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当社が投資先への関与からの変動リターンに晒されている、又は変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じて影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が達成される。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する事業を指図する現行の能力と定義される。

支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。従って、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当社に与える実質的な権利が決定されるかどうかの評価においてその判断を用いなければならない。

支配を評価する目的で、経営者は、他の投資家との契約、その他の契約上の取決めから生じる権利、及び潜在的な議決権（コール・オプション、ワラント、非支配株主に付与されたプット・オプション等）を含む、全ての事実及び状況を分析する。当社が投資先に対して保有する議決権又は類似した権利が過半数に満たない場合には、係る評価において当該その他の事実及び環境は、特に重要となる可能性がある。

さらに、ある事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、当社が投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、関連する全ての事実及び状況を勘案している。
当社は、事実及び環境が、支配の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、投資先を支配しているか否かを再評価する。
最後に、支配の有無の評価では、**事実上の**支配の状況は見つからなかった。

共同支配の有無及び共同支配の取決めの種類の決定

IFRS第11号の規定の下で、共同支配の取決めとは、複数の当事者が共同支配する契約をいう。
共同支配は、関連する活動を巡る決定が、共同支配を共有する当事者の全会一致の同意を必要とする場合にのみ存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャー又は共同事業として構成する。ジョイント・ベンチャーとは、取決められた純資産に権利を持つ共同支配を有する当事者による共同支配の取決めのことである。一方の、共同事業とは、共同支配を有する当事者が当該事業に関連する資産に対する権利及び負債に対する義務を持つ共同支配の取決めのことである。
共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を決定するため、経営者は、当該取決めから生じる経営者の権利及び義務を判断及び評価をしなければならない。当該目的に向けて、経営者は、取決めの構造及び法的形式、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件、及び必要に応じてその他の事実及び状況を考慮する。
当社は、共同支配の存在及び共同支配の取決めの種類を検証する際に考慮される要素の一つ以上に変更が生じたことを事実及び状況が示す場合、共同支配を有しているか否かを再評価する。

関連会社にわたる重要な影響力の存在の判定

関連会社とは、当社が重要な影響力、すなわち、投資先の財務及び業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、当該方針に対して支配も共同支配も行使しない会社である。一般的に20%以上の所有持分を有する場合、当社は重要な影響力を持つと推定される。
重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、あらゆる事実及び状況を検討しなければならない。

売却及び非継続事業のために保有する非流動資産 (又は処分グループ) の判定

売却の可能性が高い場合、資産は「売却目的保有」として分類される。
売却の可能性が高いかどうかを判断するために、当グループは以下の点を考慮する。

- 経営陣が資産 (又は処分グループ) の売却計画にコミットしており、買い手を探して計画を完了させるための積極的なプログラムが開始されている。
- 当該売却は、分類日から 1 年以内に完了する売却として認識されると期待されるべきである。ただし、その遅延が当グループの支配の及ばない事象や状況によるものであり、かつ当グループが資産の売却計画に引き続きコミットしていることを示す十分な証拠がある場合はこの限りではない。
- 計画を完了させるために必要な行動では、計画に大幅な変更が加えられたり、計画が撤回されたりする可能性が低いことを示すべきである。

金融資産の分類及び測定

当初認識時に、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産、及び評価損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性及びキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネスモデルの双方を評価する。
金融商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、必要な場合の定量的分析の実施に加え、金融商品の契約条項に係る具体的な評価を実施して、その条項により元本及び元本残高に係る利息のみの支払 (SPPI) にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定するため、金融商品レベルでのSPPIテストを実施している。
ビジネスモデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却、又はその双方から生じるのかを決定する。
詳細は注記32「金融商品」を参照のこと。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、当社のリスク管理戦略の効果を財務諸表に反映するため、デリバティブに適用される。
従って、取引開始時、当社はヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係の他、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当社ではヘッジ開始時及び継続時の双方において、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローにおける変動の相殺に高い有効性を有しているか評価している。
経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在、公正価格及びヘッジ比率の変動における信用リスクの支配に加え、非有効部分の測定に基づく有効性の評価は、特定の事実及び状況並びにヘッジ対象及びヘッジ手段の特性に応じ、定性評価又は定量計算を通じて評価が行われる。
ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいては、経営者は当該取引は可能性が高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動によるエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。
ヘッジの有効性の評価及び非有効部分の測定に使用される主要な前提条件の詳細については、注記34.1「ヘッジ会計」を参照されたい。

リース

リース契約の評価は、その複雑性及び満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための強固で専門的な判断を必要とする。特に、下記の項目に関して。

- ＞ 当社が事業を行っている部門での典型的な事例へのリースの定義の適用。
- ＞ リース契約に含まれる非リース構成要素の識別。
- ＞ リース期間を決定するためにリースに含まれる更新可能オプション及び解約オプションを、それらが行使される可能性及び原資産のリース資産に係る重要な改良も考慮して評価すること。
- ＞ 指標又は金利に依存する変動支払リース料を特定し、金利の変更が将来のリース料及び使用権資産の金額にどのような影響を与えるかを判断すること。
- ＞ リース料の現在価値を計算するための割引率の見積もり。この割引率に関する仮定の詳細は、「見積りの使用」の項に記載されている。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

当社は、いずれかのアプローチが不確実な税務上の取り扱いごとにその不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、不確実性のある各税務処理を個別に考慮するか、又は複数の他の不確実性のある税務処理と併せて考慮するか及び、、最も可能性の高い金額又は期待値の方法のいずれを用いて不確実性の影響を反映するかを決定している。
当社は、法人所得税の取扱いに関する不確実性を特定するために専門的判断を最大限に活用し、特定の税務上の取扱い、又は不確実性の影響の見積り、若しくはその両方の認容可能性の評価に変動をもたらす可能性がある事実及び状況に変化があった場合、決定されていた判断及び見積りを見直している。

2.3 重要な会計方針

関連当事者

IAS第24号に従い、関連当事者とは、主に当社と同一の親会社を持つ会社、直接的に又は間接的に当社に支配されている会社、当社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）、若しくは当グループ各社の関連会社又はジョイント・ベンチャー（当該会社の子会社を含む）をいう。
関連当事者には、当社又はその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるFOPEN及びFONDENEL）、並びに当社及びその子会社の法定監査役会の構成員及びその近親者、経営幹部及びその近親者も含まれる。主要経営幹部は、当社の事業の計画、管理、及び統制における権限、及び直接的又は間接的に責任を有する経営層で構成される。この中には（代表権の有無を問わず）取締役が含まれる。

子会社、関連会社、ジョイント･ベンチャー

当社は、会社間の形式的な関係の性質にかかわらず、ある事業体への関与から生じる変動リターンに晒されている、又は権利を有していて、投資先に対するそのパワーの行使を通じて、そのリターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、事業体を支配している。支配の定義の詳細については、注記2.2「見積もりの使用及び経営判断」の「支配の有無の決定」の項を参照されたい。

関連会社には、当社が重要な影響力を有する事業体が含まれる。重要な影響力とは、投資先の財務及び経営方針の決定に関与する力はあるが、それらの事業体に対する支配又は共同支配を行使する力はないことである。

ジョイント･ベンチャーとは、当社が共同で支配権を行使し、純資産に対する権利を有する共同支配の取決めである。共同支配とは、ある取り決めの支配を共有することを意味し、関連する活動に関する決定が、支配を共有する当事者全員の一致した同意を必要とする場合にのみ存在する。

子会社、関連会社及びジョイント･ベンチャーに対する持分投資は取得原価で測定される。原価は減損損失で調整され、減損損失を認識する理由がなくなった場合には、減損損失は戻し入れられる。戻入後の帳簿価額は、当初の取得原価を超えてはならない。

エネルSpAに係る損失が投資の帳簿価額を上回り、当社が投資先の法的又は推定的債務を履行する義務を負う場合、又はいかなる場合にも損失を補填する義務を負う場合、帳簿価額に対する超過額はリスク及び費用引当金の負債として認識される。

経済的実体のない、共通支配下にある企業への投資の処分の場合、受領した対価と投資の帳簿価額との差額は株主持分に認識される。

外貨項目の換算

IAS第21号「変動の影響」に基づき、機能通貨以外の通貨による取引は、取引日の直物為替相場で当初認識される。

機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産及び負債は、後に期末為替レート（具体的には、報告日の直物為替相場）を用いて換算される。

取得原価で認識された外貨建の非貨幣性資産及び負債は、取引の当初認識日の為替レートを用いて換算される。公正価値で測定される外貨建の非貨幣資産及び負債は、公正価値を決定した日における為替レートを用いて換算される。

為替差損益は損益を通じて認識される。

外貨建で支払われた又は受領した前払対価に関連する非貨幣性資産又は非貨幣性負債の認識の中止に係る費用又は収益（又はその一部）の当グループが当初認識に用いる直物為替レートを決定する際、取引日とは当グループが前払対価に関連する非貨幣資産又は非貨幣負債を当初認識した日付のことである。

公正価値測定

IFRSで要請又は容認されている全ての公正価値測定及び公正価値開示において、当社はIFRS第13号を適用する。

公正価値とは、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、又は負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定は、資産の売却又は負債の移転する取引が、当該資産又は負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われることを前提とする。主要市場がない場合、取引は当社が利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化する又は負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産又は負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産又は負債の価格設定に用いると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産又は負債の取引を行うことができる独立した、知識のある、取引を行う動機はあるが、取引を強制されず、やむなく取引を行うわけではない売手と買手のことである。

公正価値を測定する際に、当社は、資産又は負債の、特に以下の特徴を考慮に入れている。

- 非金融資産においては、公正価値の測定は、市場参加者が当該資産を最大限に活用することにより、又は当該資産を最善で最大限に活用する他の市場参加者に売却することにより、市場参加者の経済的便益の生成能力を考慮に入れている。

- 負債及び自己資本性金融商品においては、公正価値は、とりわけ当社自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち会社が義務を履行しないリスクの影響を反映する。
- 市場リスク又は信用リスクのポジションが相殺される金融資産及び金融負債グループの場合、そのようなリスクに対する企業の正味エクスポージャーに基づいて管理される。詳細は、注記35.1「財政状態計算書において公正価値で測定される資産」及び注記35.2「財政状態計算書において公正価値で測定される負債」を参照。

資産及び負債の公正価値の測定にあたり、当社は、その状況に適合かつ充分なデータが入手可能な評価技法を用いて、関連する観察可能な情報の利用を最大化し、観察不能な情報の利用を最小化している。

有形固定資産

IAS第16号に従い、有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額、及び減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。当該取得原価には、当該資産を意図した用途において必要な場所及び状態におくことに直接起因する費用が含まれる。
資産の一部の交換に要した原価に伴い、将来の経済的便益が当社に流入する可能性が高く、さらに当該便益に係る取得原価が信頼性をもって測定可能な場合、取得後原価は資産の帳簿価額の増加として認識される。他の全ての費用は、発生時に純損益で認識される。
残存価額控除後の有形固定資産の額は、見積耐用年数にわたり定額法により減価償却を行っており、その耐用年数は毎年見直し、必要に応じて将来に向けて調整される。減価償却は資産が使用可能になった時点で開始される。

有形固定資産の主な項目の見積耐用年数は以下のとおりである。

	減価償却期間
建物付属設備	契約期間と残存耐用年数のいずれか短い方
民間の建物	40年
その他の資産	7年

土地は耐用年数が確定できないため償却されない。
有形固定資産として認識される資産はその処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）又はその使用又は処分から生じる将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。

リース

契約の開始時に、当社はIFRS第16号のリースの定義を適用して、契約がリースであるか、又はリースを含むかどうかを評価する。リースの定義は、契約が対価と引き換えに特定資産の使用を一定期間支配する権利を移転する場合に満たされる。
リースの開始日（原資産が使用可能となる日）に当社は使用権資産及びリース負債を認識する。
使用権資産は、リース期間中に原資産を使用する借手の権利を表し、使用権資産は取得原価で当初測定され、取得原価は、開始日以前に行われたリース料支払いに関する調整を加えたリース負債の当初の金額から、受領したリースのインセンティブを控除し、生じた当初の直接費、原資産の解体及び撤去、及び原資産又は原資産所在地の原状回復のための費用の見積りを加えた金額を含む。
リース負債は、リース期間にわたって行われるリース料支払いの現在価値で当初測定される。支払リース料の現在価値の計算において、事前にリースに計算利子率が判定できない場合には、当社は、リース開始日の借手の追加借入利子率を用いる。
指数又は利率に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象又は条件が発生した年度に費用として認識される。
開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、何らかの事象が発生した場合には再測定される。

当社は、そのリース契約に、開始日から12か月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。また、原資産の金額が重要であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当社はオフィス機器（すなわち、パーソナル・コンピュータ、印刷機器及びコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。短期リース及び少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

無形資産

IAS第38号に従い、無形資産とは、当該資産の使用により将来の経済的便益が発生する可能性が高く、関連費用を信頼性をもって決定できる場合に、会社が管理する物的実体のない識別可能な資産である。
無形資産は、購入原価又は内部開発費で測定され、無形資産を完成させる技術的実現可能性、及び無形資産を使用又は販売するために完成させる意思、能力、資源があることを実証できた場合にのみ、無形資産として認識される。
当該費用には、当該資産を意図した利用のための準備に必要な直接起因する費用も含まれる。
耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額及び減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却費は当該資産の見積耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数は少なくとも毎年見直しされ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。見積耐用年数に関する詳細な情報は注記2.2「見積りの使用及び経営者の判断」を参照のこと。
償却は、資産が使用可能となった時点で開始される。従ってまだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも毎年行われる。
当社の無形資産の耐用年数は有限である。
無形資産は、当社が所有するアプリケーション・ソフトウェアであり、予想耐用年数は3年から5年である。

非金融資産の減損

IAS第36号「資産の減損」に従い、各報告日に、有形固定資産、取得原価で認識された投資不動産、無形資産、使用権資産、営業権、及び関連会社／ジョイント・ベンチャーに対する持分投資について、減損の兆候があるかどうかを（内部及び外部の情報源を用いて）検討する。
耐用年数が確定できない無形資産、及び未だ使用可能でない無形資産は、毎年、若しくは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で減損テストを行う。
当該兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従い、当該資産の使用及び将来の処分に基づいて関係する各資産の回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りについては、「見積りの使用」の項を参照のこと。
回収可能価額は、その資産が他の資産又は資産グループから生み出されるキャッシュ・フローからほとんど独立した流入キャッシュ・フローを生み出せない場合を除き、個々の資産に対して算定される。
資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、減損損失は純損益の「減価償却費、償却費及び減損損失」で認識される。
以前に認識された減損損失の理由がもはや認められない場合には、減損損失が認識されず、減価償却又は償却が行われたと仮定した場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」の下で純損益を通じて戻入れられる。

金融商品

金融商品の認識及び測定は、IAS第32号-金融商品、表示」及びIFRS第9号「金融商品」に従って行われる。
金融資産又は金融負債は、当社が当該金融商品の契約上の条項の当事者となった時（取引日）にのみ認識される。
IFRS第15号の適用範囲における顧客との契約から生じる営業債権は、当該営業債権が重要な金融要素を含んでいない場合、又は当社がIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。
一方、当社は上述の債権以外の金融資産を公正価値で、純損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、取引費用を加えた額で当初測定する。
金融資産は、当初認識時に、償却原価で測定する金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産、純損益を通じて公正価値で測定する金融資産に分類される。

- 金融資産を管理するための会社のビジネスモデル、すなわち、キャッシュ・フローを生み出すために金融資産をどのように管理するか（契約上のキャッシュ・フローを回収することによってキャッシュ・フローが生じるのか、金融資産を売却することによってキャッシュ・フローが生じるのか、あるいはその両方なのか）。さらに、
- その金融商品が、SPPIテストに基づき、元本と利息の支払のみであるキャッシュ・フロー（SPPI）を生じさせるかどうかを判断するために、その金融商品の契約上のキャッシュ・フロー特性を決定する。

その後の測定を目的として、金融資産は以下の3つのカテゴリーに分類される。

- 償却原価で計上される金融資産（負債性金融商品）
- 認識中止時の累積利得及び損失の振替を伴わないOCIを通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融資産（資本性金融商品）、及び
- 損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

当該区分には、主に営業債権、その他の金融資産及び貸付資産が含まれる。
償却原価で測定される金融資産は、契約条件により特定の日に係る元本及び元本残高に対する利息のみの支払にあたる契約上のキャッシュ・フローを回収するために金融資産を保有する、ビジネスモデル内での目的で保有される。
当該資産は、公正価値で当初認識され、取引費用において調整され、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。
利得及び損失は、資産が認識中止、修正又は減損された時点で、純損益で認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産（FVOCI）-持分金融商品

当該区分は主に当初認識時に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する持分投資を含む。
当該金融資産の利得及び損失は、決して純損益に振替えられることはない。当社は、株主持分内の累積利得又は累積損失に振替えることがある。
OCIを通じた公正価値で測定されるものとして指定される資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。
当該投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、利得又は損失において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

当該区分に含まれるものは、主に以下の通り。

- ビジネスモデルに関わりなく元本及び利息のみの支払にあたらないキャッシュ・フローがある金融資産
- 主に短期での売却又は買い戻し目的で取得した又は生じた、原則として売買目的で保有される金融資産（すなわち、有価証券、ファンドへの金融投資など）。
- 売買目的で保有される、又は有効なヘッジ手段として指定されていないデリバティブ（分離された組込デリバティブを含む）。
- 偶発的対価。

当該金融資産は公正価値で当初認識され、事後の公正価値の変動から生じる利得及び損失は純損益で認識される。
当該区分は、当社がOCIを通じて公正価値で分類することを不可逆的に選択していない資本性金融商品も含む。上場株式に係る配当も、配当支払いの権利が決定された際に、損益計算書におけるその他の収益として認識される。

金融資産の減損

各報告日現在、当社は、償却原価で測定される営業債権及びその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産、及びIFRS第9号の適用範囲に含まれる全てのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

当社がIFRS第9号に準拠して採用している減損モデルは、将来予想アプローチによる予想信用損失（ECL）の決定に基づいている。特に、重要な金融要素を伴うものを含む営業債権、契約資産及びリース債権については、当社は簡便化アプローチを適用し、一般に12か月に相当する資産の残存期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。営業債権、契約資産及びリース債権以外の全ての金融資産において、当社は、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の下で一般的アプローチを適用している。

当社は、報告日において損失引当金を調整するために必要となる予想信用損失の金額（又は戻入額）を、減損 利得又は減損損失として純損益に認識している。

金融資産の減損に係る詳細は、注記32「金融商品」を参照のこと。

現金及び現金同等物

当該区分は、要求払預金、又はごく短期のうちに換金可能な預金、及び容易に特定の金額に換金可能で、かつ価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い金融投資を含む。

キャッシュ・フロー計算書上、現金及び現金同等物には報告日現在の銀行当座貸越は含まれない。

償却原価で測定される金融負債

当該区分は、主に借入金、営業債務、リース負債及び負債性金融商品を含む。

デリバティブを除く金融負債は、当社が金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。実効金利とは、金融商品の予想残存期間、又は該当する場合には、より短い期間で、将来の現金支払又は受領の見積額を、金融資産又は負債の帳簿価額まで正確に割引く利率のことである。

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債には、主に以下が含まれる。

- 短期の買戻し目的で保有する売買目的の金融負債。
- IFRS第9号で定義されているヘッジ手段として指定されていない、当社が締結したデリバティブ金融商品。

金融資産及び負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には、常に、金融資産の認識が中止される。

- 資産に関連するキャッシュ・フローを受領する契約上の権利の失効
- 当社が、資産に伴うリスク及び経済価値の実質的全ての移転、資産のキャッシュ・フローを受領する権利の移転、又は、IFRS第9号の下で定められた要件を充たす契約に基づいて一つ又は複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務の引受（「パススルー・テスト」）
- 当社が資産に関連するリスク及び経済価値の実質的全てを移転又は留保していないが、資産に対する支配を移転した場合

金融資産の認識を中止した場合、当社は帳簿価額（認識を中止した日に測定）と受取対価との差額を損益を通じて認識する。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行され、取り消され、又は失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が、同一の貸手からの大幅に異なる条件の他の金融負債により置き換えられた場合、又は既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識を中止し、新たな負債の認識として扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利得又は損失で認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、公正価値が正か負かに応じて金融資産又は金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネスモデル」内の「売買目的保有」として分類され、純損益を通じて公正価値で測定される。
全ての売買目的保有デリバティブは、流動資産又は流動負債に計上される。
売買目的保有ではないが、ヘッジ会計及び有効なヘッジ手段の要件を充たさないことから純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日及び当該金融商品を満期まで保有するか否かの当社の意図に基づいて、流動又は非流動に分類される。
デリバティブ取引及びヘッジ会計の詳細は、注記34.1「ヘッジ会計」を参照のこと。

金融資産と金融負債との相殺

当社では、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺している。
＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ
＞　純額で決済するか、資産の実現と負債の決済を同時に行う意図がある。

売却目的保有に分類される非流動資産（又は処分グループ）及び非継続事業

IFRS第5号に従い、非流動資産（又は処分グループ）は帳簿価額が、継続的な使用にではなく、基本的に売却取引を通じて回収される場合には、売却目的で保有される資産に分類される。
当該分類要件は、当該非流動資産（又は処分グループ）を現状にて即時に売却可能で、売却の可能性が非常に高い場合に限り適用される。
売却の可能性が高いかどうかの判断要件の詳細については、注記2.2「見積もりの使用及び経営判断」を参照されたい。

従業員給付

退職後及びその他の長期給付

IAS第19号に従い、当社は、雇用終了時又は終了後に支払われる従業員給付及び雇用期間中に発生するその他の長期給付に関する負債を、制度ごとに個別に決定している。当社は、数理計算上の前提条件を用いて、従業員が報告日時点で負担している将来の給付額を見積もり（予測単位積増方式を使用）、適切な割引率を用いて制度の現在価値を算出している。
当該負債は、制度資産が控除され、関連する権利の確定期間にわたり発生主義に基づいて認識される。当該評価は独立の年金数理人によって実施されている。
制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、剰余分は（適用される上限額まで）資産として認識される。
当社は、確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る累積的数理計算上の利得及び損失、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）、及び資産上限の影響（関連する利息控除後）は、発生時にその他の包括利益で認識される。その他の長期給付については、関連する年金数理上の利得及び損失は、純損益を通じて認識される。
当社はまた、確定拠出制度にも関与しており、当社は当該制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金が全ての従業員に当年度及び過年度の従業員の勤務に関連した給付金を支払うために充分な資産を保有していない場合でも、当社はこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、年度中に支払った拠出金の額に基づいて、純損益で認識される。

退職給付

IAS第19号に準拠し、従業員の早期退職に伴う従業員への給付債務は、当社が通常の退職日までに従業員の雇用を終了することを決定した場合、又は従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。
退職給付は、以下のうちいずれか早い日に認識される。
＞　当社が給付金の申し出を撤回することが最早不可能となった時点、及び
＞　当社がIAS第37号の適用範囲にある事業再編に係る費用を認識し、退職給付の支払いを伴う時点
当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。

株式に基づく報酬

当社は、最高経営責任者（CEO）及びジェネラル・マネージャー並びに経営幹部の報酬方針の一環として、資本性金融商品を用いて決済される株式に基づく報酬取引を行っている。

直近の長期インセンティブ制度は、株式要素（資本性金融商品で決済）及び金銭要素（現金で支払）で表されるインセンティブの受領者への支給を定めており、特定の条件が充たされた場合に発生する。IFRS第2号に従い、当社では金銭的要素が制度を施行した企業の資本性金融商品の価格（又は価値）に基づく場合は現金決済取引として分類し、その他の場合は他の長期従業員給付として分類される。当社株式のボーナス支給による株式要素の精算のために、当該制度を支えるための自己株式の購入プログラムが承認された。株式に基づく報酬制度の詳細は、注記36「株式に基づく報酬」を参照のこと。

株式要素において、当社は、従業員により提供される勤務サービスを維持し、一定の成果を達成するための条件を充たすべき期間（権利確定期間）にわたり人件費として認識し、当該価値を間接的に見積り、付与日現在の資本性金融商品（すなわち発行者株式）の公正価値に基づき、それに対応する特定の株主持分項目の増加額を認識している。

認識された費用全体は、権利確定日までの各報告日に、市場条件以外の勤務条件及び業績条件が権利確定日に充足される持分証券の数について、エネルが利用可能な最善の見積りを反映して調整される。

逆に、資本性金融商品に基づく当該インセンティブが現金で支払われる場合、当社は、権利確定期間にわたり人件費として従業員により提供されたサービス、及び対応する負債を発生した負債の公正価値で測定する。その後、及びその消滅まで、権利が確定するインセンティブの最善の見積りを考慮して、人件費の下に認識された公正価値の変動とともに、負債は各報告日現在の公正価値で再測定される。

リスク及び費用における引当金

IAS第37号に従い、引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。貨幣の時間価値の影響が重要である場合には、未払費用は期待される将来のキャッシュ・フローを、現在の市場の時間価値評価を反映した税引前割引率を用いて割引することにより算定される。また、該当する場合には、負債に特有のリスクも考慮される。引当金が割引かれている場合、時間要因において現在価値の期間的な調整は金融費用として認識される。

当社が料金の一部又は全部の費用の償還を期待する場合には、その償還がほぼ確実である場合に限り、当該償還は独立した資産として認識される。

税務上の取扱いにおける税金負債として認識される、取扱いが不確実な法人所得税に関する負債は、引当金に含まない。

引当金の見積りの変更は、変更が生じた年度の損益計算書で認識される。

顧客との契約から生じた収益

当社は、IFRS第15号で想定されている5つのステップのモデルを用いて、当該財又はサービスと引換えに当社が受け取ることができると見込んでいる対価を反映する金額で、顧客との契約から生じた収益を認識する。

- 顧客との契約の特定（ステップ1）。
- 契約における履行義務を特定する（ステップ2）。
- 取引価格を決定する（ステップ3）。
- 取引価格を配分する（ステップ4）。
- 収益を認識する（ステップ5）。

当社は、約定された財又はサービスを顧客に移転することにより各履行義務が履行された時点（又はそれ以降）で収益を認識する。

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用

デリバティブから生じた金融収益及び金融費用は、以下を含む。

- 純損益を通じて公正価値で評価される金利リスク及び通貨リスクに係るデリバティブから生じた収益及び費用
- 金利リスク及び通貨リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益及び費用

その他の金融収益及び費用

償却原価で測定される全ての金融資産及び負債、並びにその他の包括利益を通じて公正価値での測定に分類される利付金融資産において、受取利息及び支払利息は実効金利法を用いて認識される。
受取利息は、経済的便益が当社にもたらされる可能性が高く、かつその金額が信頼性をもって測定可能である範囲で認識される。
その他の金融収益及び費用は、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含んでいる。

配当金

IFRS第9号「金融商品」に従い、配当金は支払いを受ける無条件の権利が確定した時点で認識される。
当社の株主に対する配当金及び中間配当金は、各々株主総会及び取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人所得税等

IAS第12号は、当期及び繰延税金資産・負債の認識に関する要求事項を規定している。税金負債の決定における不確実性は、「IFRIC第23号-法人所得税の取扱いに関する不確実性」の規定に従って定義される。

当期法人所得税

各年度の法人所得税は、正味未払では「税金負債」の下で、又は還付残高が存在する場合は「税金資産」の下で認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。
特に負債及び資産は、課税所得が生じた国において報告期間末までに施行されている又は実質的に施行されている税率及び税法を用いて算定される。
当期法人所得税は、株主持分で認識された純損益以外で認識された当期の法人所得税を除き、純損益において認識される。

繰延税金負債及び繰延税金資産

繰延税金負債及び資産は、財務諸表上の負債及び資産の帳簿価額と、それに対応して当該一時差異が解消すると見込まれる日に有効な税率に基づき税務上認識される対応する金額との間の一時差異上で算定され、、報告期間末現在で施行されている又は実質的に施行されている税率に基づいて、決定される。
繰延税金負債は、次のような負債が生じる場合を除き、すべての課税一時差異について認識される;、(i)のれんの当初認識、(ii)企業結合ではない取引における資産又は負債の当初認識で、その取引時点において会計上の利益にも課税上の利益にも影響を与えず、課税上と損金算入上の一時差異が同額でない場合、又は(iii)子会社、関連会社及びジョイント・ベンチャーへの投資に関連する課税一時差異に関して、当社が一時差異が解消する時期をコントロールでき、予測可能な将来において一時差異が解消しない可能性が高い場合。
繰延税金資産は、全ての控除可能な一時差異、税務上の繰越欠損金及び未使用税額控除について認識される。当該資産の回収可能性の詳細は、見積りに関する該当箇所を参照のこと。
繰延税金及び負債は、株主持分で認識された純損益以外で認識されたものを除き、純損益において認識される。
繰延税金資産と繰延税金負債は、多額の繰延税金負債又は資産が決済または回収されることが見込まれる将来の各期間において、資産と流動税金資産と流動税金負債を相殺する法的強制力のある権利がある場合、およびそれらが同じ課税対象事業体または、流動税金負債および資産を純ベースで決済する又は資産の実現と負債の決済を同時に行うことを意図している別の課税対象事業体のどちらかに係る、同じ税務当局によって課される法人税に関連する場合にのみ相殺される。

法人所得税の取扱いに関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当社は、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産、又は未払／繰延税金負債を認識及び測定する。

逆に、税務当局が法人所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと、当社が判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。
税務処理に関する不確実性の詳細については、注記2.2「見積もりの使用及び経営判断」を参照のこと。
不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を充たすことから、当社は、当期税金負債／資産又は繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

保証契約

当社は、グループ外の当事者に対して直接、又は子会社に対して間接的に保証を発行することができる。保証の基本的債務が負債証券である場合は金融的性質を有し、保証が入札、購入契約、又は契約上の義務の履行への参加 を確保するために発行される場合は非金融的性質を有する。
金融保証契約及び非金融保証契約は、「IFRS第9号-金融商品」に準拠して測定・認識され、いずれか高い方 の金額で保証を測定する。

i. 予想信用損失（ECL）引当金の金額。
ii. IFRS第15号に従って認識された利益の累積額として計算された公正価値。

注記3. 新規及び改訂された基準及び解釈指針

当社は、2023年1月1日より効力が生じた以下の基準、解釈指針及び改訂を適用している。

＞ 2021年2月に公表された「IAS第1号及びIFRS実務指針第2号の改訂 - 会計方針の開示」。この改正は、開示すべき方針を決定する際の支援を提供することを意図している。これに関しては、以下とする。

- IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂は、「重大な」方針ではなく「重要な」会計方針の開示を要求している。
- IFRS実務指針第2号「重要性の判断」の改訂は、会計方針の開示に重要性の概念を適用する方法についてのガイダンスを提供することを意図している。

会計方針の開示における「重大な」のIFRSによる定義がないため、この用語は「重要な」に置き換えられている。重要性の定義は2018年10月に修正され、IFRS及び概念フレームワークと整合しているため、財務諸表の主たる利用者に広く理解されている。IAS第1号に従い、会計方針に関する情報が、個別に、又は他の情報と組み合わせて、財務諸表の主たる利用者が当該財務諸表に基づいて行う意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、当該情報は重要である。会計方針に関する開示の重要性を評価する際には、取引、その他の事象又は状況の大きさとその性質の両方を考慮することが適切である。しかし、会計方針に関する開示が参照する取引、その他の事象又は状況が重要である可能性はあるが、これは対応する情報が財務諸表の目的上重要であることを意味するものではない。このような背景から、IFRS実務指針第2号の改訂は、会計方針の開示が財務諸表上重要かどうかを判断するための指針を提供することを求めている。これらの改訂の目的は以下の通りである。(i)会計方針の開示に関する重要性の判断は、他の情報に関する重要性の判断と同じガイダンスに従うべきであり、したがって、定性的及び定量的な要素の両方を考慮すべきであることを明確にすること、(ii)会社に固有の会計方針に関する情報を提供することの重要性を強調すること、(iii)IFRSの要求事項を要約又は重複しているものの、一般的又は標準的な情報が重要な会計方針の開示とみなされる場合の例を示すこと。

会計方針に関する開示は、改正によって確立された要件に沿って改訂され、注記2「会計方針」の中で更新されている。

- 2021年2月に公表された「IAS第8号 の改訂 - 会計上の見積りの定義」。当該改訂は、会計方針の変更を会計上の見積りの変更と区別する方法を明確化するものである。会計上の見積りの変更の定義は、「測定の不確実性の影響を受ける財務諸表上の金額」としての会計上の見積りの定義に置き換えられた。会計方針と会計上の見積りとの相互関係を明確にするため、IAS第8号が修正され、会計基準は、ある特定の財務諸表項目を、直接観察することができない金額で測定することを要求するため、(測定に不確実性を伴うため) 見積りを行わなければならないとされた。このような状況において、会計上の見積もりは、入手可能な最新の信頼できる情報に基づく判断と仮定の使用を含め、会計方針が定める目的を達成するために策定される。この改正は、会計上の見積りを作成するために、どのような測定技法とインプットを使用しなければならないかを説明し、測定技法に見積り技法が含まれることを定めている。より大きなガイダンスを提供するために、この改訂は、過年度の誤謬の訂正から生じる場合を除き、インプットの変更又は測定技法の変更による会計上の見積りへの影響は、会計上の見積りの変更であることを明確にしている。新しい情報に起因する会計上の見積りの変更は、誤謬の訂正ではない。

  当該改訂の適用は、当該個別財務諸表に重要な影響を与えていない。

- IAS第12号「法人所得税」の改訂：単一の取引から生じる資産及び負債に関連する繰延税金」、2021年5月発行。この改訂は、基準で規定されている当初認識の免除が、同額の課税一時差異と損金算入一時差異を生じさせる取引にはもはや適用されないことを明確にしている。

  一般に、IAS第12号が規定する当初認識の免除は、企業結合を構成せず、会計上の利益にも課税上の利益にも影響を与えない取引における資産又は負債の当初認識に関して、繰延資産及び負債の認識を禁止している。このように、今回の改正は例外の範囲を狭めた。

  改訂の対象となる取引 (リースや廃止措置債務など) については、関連する繰延資産及び負債を表示された最初の比較期間の期首から認識し、累積的影響額をその日における利益剰余金 (又は資本の他の構成要素) の調整として認識しなければならない。

- IAS第12号「国際的な税制改革-第二柱モデル規則」の改訂」、2023年5月発行。この変更は、OECDが発表した第二柱規則に対応して導入されたもので、その目的は、大規模な多国籍企業が、事業を展開する各法域において、特定の期間に発生する所得税の最低水準を確実に納付することである。一般的に、これらの規則では、事業を行う各法域で支払う税金の合計額が最低15%になるような上乗せ税金の適用が義務付けられている。

  導入された変更点。
  - 第II柱規制の実施から生じる繰延税金資産・負債の会計処理と開示に関する強制的な一時的例外。
  - 財務諸表の利用者が、この規則から生じる法人税に対する企業のエクスポージャーをよりよく理解できるようにするための開示要求事項である。

  特に、第二の柱に関する法律が制定されているが、まだ発効していない期間については、定性的情報 (第二の柱の規則により企業がどのような影響を受けるかに関する情報や、エクスポージャーが存在する可能性のある主な法域に関する情報など) 及び定量的情報 (第二の柱の法人税が課される可能性のある利益の部分及び当該利益に適用される平均実効税率を示すことや、第二の柱の法律が発効していた場合、企業の平均実効税率がどのように変化したかを示すことなど) を開示しなければならない。

- 2017年5月に公表された「IFRS第17号 - 保険契約」。この新基準は、IFRS第4号に代わるものとしてIASBによって公表されたもので、発行・保有される再保険契約や任意参加の特徴を持つ投資契約を含む保険契約の認識、測定、表示、開示の原則を定義している。同基準は、IFRS第17号の定義に適合する保険契約には、発行者に関係なく適用されるが、保険契約の定義に適合する特定の種類の契約については、別の基準を適用して会計処理することを認める様々な例外や免除オプションが含まれている。実施した分析に基づけば、新基準はこれらの財務諸表に影響を与えない。

これらの改訂の適用は、これらの個別財務諸表に重要な影響を与えていない。

損益計算書に関する情報

注記4.収益

4.a販売及びサービスから生じた収益-107百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減
グループ会社	107	116	(9)
第三者	-	-	-
販売及びサービスから生じた収益合計	**107**	**116**	**(9)**

販売及びサービスから生じた収益には、親会社としての管理・調整役務の中で子会社に提供される経営サービス（65百万ユーロ）、ITサービス（36百万ユーロ）及びその他サービス（6百万ユーロ）が含まれる。
9百万ユーロの減収は、経営サービス（5百万ユーロ）、ITサービス及びその他サービス（合計4百万ユーロ）の減収を反映している。

販売及びサービスから生じた収益の地理的セグメント別内訳は以下の通り。
＞　イタリア52百万ユーロ（51百万ユーロ、2022年）。
＞　欧州連合（EU）域内18百万ユーロ（27百万ユーロ2022年）。
＞　その他の国々37百万ユーロ（38百万ユーロ2022年）。

4.b　その他の収益-56百万ユーロ

「その他の収益」には、ジョイント・ベンチャーRusenergosbyt LLCの49.5%持分の売却に伴うキャピタル・ゲイン43百万ユーロと、Enel SpAのその他のグループ会社への出向者（10百万ユーロ）及びFondazione Centro Studi EnelとEnel Cuore Onlusへの出向者（2百万ユーロ）の費用請求が含まれる。

注記5.営業費用

5.a 消耗品の購入

消耗品購入費は前年度から大きな変動はなかった。

5.b サービス、リース及び賃借料-202ユーロ

百万ユーロ			
	2023年度	2022年度	**増減**
サービス	197	202	(5)
リース及び賃借料	5	4	1
サービス、リース及び賃借料合計	**202**	**206**	**(4)**

サービス費用には、第三者から提供された75百万ユーロのサービス費用（2022年度は73百万ユーロ）及びグループ会社から提供された122百万ユーロのサービス費用（2022年度は129百万ユーロ）が含まれる。
グループ会社によるサービス費用は、経営サービス費用の増加（2百万ユーロ）により一部相殺されたものの、システム・サービス費用の減少（9百万ユーロ）を反映して7百万ユーロ減少したが、第三者が提供したコストは2百万ユーロ増加した、これはプロフェッショナルサービスのコストの低下により部分的に相殺されたものの、主にIT サービスのコスト増加によるものである。
リース料及び賃借料は、子会社Enel・Italia・SpAが所有する資産のリース料（4百万ユーロ）及びオペレーティング・リース料（1百万ユーロ）である。

5.c 人件費-135百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	**2023年度**	2022年度	**増減**
賃金及び給与		87	81	6
社会保障料		26	26	-
退職後給付	25	7	6	1
その他の長期給付	25	(3)	1	(4)
株式報酬費用		2	5	(3)
その他の費用及びその他の奨励給制度		16	(14)	30
人件費合計		**135**	**105**	**30**

人件費は2022年度に30百万ユーロ増加したが、これは主にその他費用及びその他のインセンティブ・プランに起因するもので、特に当社が採用した早期退職勧奨制度を反映したものであった。

以下の表は、カテゴリー別の平均従業員数を前年と比較したものであり、2023年12月31日現在の実際の従業員数である。

職階	**平均員数**			**従業員数**
	2023年度	2022年度	**増減**	**2023年12月31日現在**
マネージャー	165	154	11	164
ミドル・マネージャー	488	449	39	525
オフィススタッフ	249	261	(12)	220
合計	**902**	**864**	**38**	**909**

5.d 減価償却費、償却費及び減損損失-719百万ユーロ

百万ユーロ	2023年度	2022年度	増減
減価償却費	4	4	-
償却費	47	52	(5)
減損損失	668	1,437	(769)
減損損失の戻入	-	163	(163)
減価償却費、償却費及び減損損失合計	**719**	**1,330**	**(611)**

減価償却費及び償却費は51百万ユーロで、これには4百万ユーロの減価償却費と47百万ユーロの償却費が含まれる。
減損損失には、子会社Enel Green Power SpAの株式投資に対する減損損失605百万ユーロと、売却目的で保有する非流動資産に計上され、2023年10月に売却されたルーマニアの子会社の株式投資に対する追加減損損失46百万ユーロが含まれる。
また、この項目には、営業債権及びその他債権の減損損失及び戻入益が合計16百万ユーロ含まれており、これは基本的に減損した債権に対する引当金の増加を反映している。
2022年、減損損失には、ルーマニアの子会社への持分投資に係る減損損失（995百万ユーロ）、2022年10月に売却したEnel Russia PJSCへの投資の減損損失195百万ユーロ、子会社Enel Green Power SpA（228百万ユーロ）、Enel Innovation Hubs Srl（16百万ユーロ）及びEnel Investment Holding BV（1百万ユーロ）への投資の減損損失が含まれる。減損損失の戻入は、子会社Enel Global Trading SpA（162百万ユーロ）及びEnel Global Services Srl（1百万ユーロ）への投資に対して認識された。

減損損失の判定基準の詳細については、後述の注記13「持分投資」を参照のこと。

5.e その他の営業費用-47百万ユーロ

その他の営業費用は主に、アルゼンチンにおける当社資産の売却に関する契約の一部として締結された企業間契約終了に基づく、Enel Generación Costanera SAに対する当社及びその他グループ企業の債権放棄、及びRusenergosbyt LLCに対する未回収債権を反映して、20百万ユーロ増加した。

注記6. 株主持分投資から生じた利益-4,269百万ユーロ

百万ユーロ	2023年度	2022年度	増減
子会社からの配当金	**4,269**	**8,761**	**(4,492)**
Enel Américas SA	88	99	(11)
Enel Chile SA	285	28	257
Enel Grids Srl	267	-	267
Enel Iberia SRLU	1,415	648	767
Enel Italia SpA	2,214	7,970	(5,756)
Enel Grids Srl	-	16	(16)
ジョイント・ベンチャーからの配当金	**-**	**9**	**(9)**
Rusenergosbyt LLC	-	9	(9)
持分法による投資利益合計	**4,269**	**8,770**	**(4,501)**

子会社が承認した配当金に関する項目は、2022年と比較して4,501百万ユーロ減少した。これは主に、2022年に6,000百万ユーロの分配可能準備金を分配したEnel Italia SpAによる配当金の減少を反映しており、Enel Iberia SRLU、Enel Grids Srl、Enel Chile SAによる配当金の増加により一部相殺された。

年末時点で、2023年度の中間配当未払い分には、子会社のエネル・イベリアSRLU（300百万ユーロ）、エネル・アメリカスSA（88百万ユーロ）、エネル・チリ・エスエー（24百万ユーロ）が承認したものが含まれており、これらは2024年の早い時期にほぼ全額が回収された。

注記7. デリバティブから生じた純金融収益／（費用）－38百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年度	2022年度	**増減**
デリバティブからの収入：			
- グループ会社を代表して	**762**	**1,796**	**(1,034)**
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	762	1,796	(1,034)
- エネルSpAを代表して：	**145**	**335**	**(190)**
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブからの利益	121	204	(83)
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	24	131	(107)
デリバティブから生じた収益合計	**907**	**2,131**	**(1,224)**
デリバティブから生じた費用			
- グループ会社を代表して	**766**	**1,791**	**(1,025)**
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	766	1,791	(1,025)
- エネルSpAを代表して：	**103**	**169**	**(66)**
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブによる費用	67	114	(47)
- 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた費用	36	55	(19)
デリバティブから生じた費用合計	**869**	**1,960**	**(1,091)**
デリバティブから生じた金融利益／（損失）合計	**38**	**171**	**(133)**

デリバティブからの純金融収益は38百万ユーロ（2022年度は171百万ユーロ）であった。
133百万ユーロの減少は、キャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブの純金融収益の減少（36百万ユーロ）、エネルSpAのために締結された損益を通じて公正価値で測定するデリバティブの純金融収益の減少（88百万ユーロ）、及びグループ会社のために締結されたデリバティブの純金融収益の減少（9百万ユーロ）を反映している。
デリバティブの詳細については、注記32「金融商品」及び注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

注記8. その他の純金融収益／(費用) - (471) 百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年度	2022年度	**増減**
その他の金融収益			
受取利息			
短期金融資産の受取利息	235	183	52
合計	**235**	**183**	**52**
為替差益	32	45	(13)
その他	214	204	10
その他の金融収益合計	**481**	**432**	**49**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入に対する支払利息	163	88	75
社債に係る利息費用	240	297	(57)
その他の借入金の利息費用	449	309	140
合計	**852**	**694**	**158**
為替差損	32	90	(58)
確定給付制度及びその他の長期従業員給付に対する支払利息	6	1	5
債務管理取引に係る金融費用	7	-	7
その他	55	2	53
その他の金融費用合計	**952**	**787**	**165**
その他の金融収益／(費用)	**(471)**	**(355)**	**(116)**

その他の金融収益は481百万ユーロ、主に以下を反映して、前年比49百万ユーロの増加となった。

- **短期金融資産の受取利息が52百万ユーロ増加した。**
- **為替差益が13百万ユーロ減少した。これは主に、ユーロ以外の通貨建ての純負債に関連する為替レートの動向を反映したものである。**

その他の金融収益は952百万ユーロ、2022年と比較して前年比165百万ユーロの増加である。これは主に以下のことを反映している。

- **主に2023 年の金利上昇を反映した銀行借入に対する金融費用の75百万ユーロの増加、エネル・ファイナンス・インターナショナル NV とのリボルビング・クレジット・ラインの利用及びグループ会社間当座預金の保有を反映したその他の借入に対する金融費用の総額140百万ユーロの増加、満期及び借入費用を積極的に管理する当社グループの財務戦略の結果としての社債利息57百万ユーロの減少により一部相殺された。**
- **為替差損が58百万ユーロ減少した。これは、ユーロ以外の通貨建ての純負債に関連する為替レートの動向を反映したものである。**
- **ハイブリッド社債1,250百万ドルの公開買付の一環として社債保有者に支払ったプレミアム7百万ユーロとともに、第三者からの保証に対するその他の利息及び手数料53百万ユーロの増加。**

注記9. 法人所得税等 - (136)百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年度	2022年度	**増減**
当期諸税	(141)	(111)	(30)
繰延税金収益	-	9	(9)
繰延税金費用	5	(4)	9
税金合計	**(136)**	**(106)**	**(30)**

2023年度の法人所得税 は、主に、子会社からの受取配当金の 95%が除外されたこと、及び法人税法 (連結所得税法第96条) に基づきエネルSpaのグループに対する支払利息が損金算入されたことにより、税引前利益と比較して法人所得税 (IRES) の課税ベースが引き下げられた結果、136百万ユーロの利益を計上した。

以下の表は、理論税率を実効税率と調整したものである。

百万ユーロ				
	2023年度	**%**	2022年度	%
税引前利益	2,896		7,051	
理論上の法人税 (IRES)	**695**	**24.0%**	**1,692**	**24.0%**
税金減少額:				
- 持分投資配当金の回収	(973)	-33.6%	(2,072)	-29.4%
- 未回収の持分投資配当金	(5)	-0.2%	-	
- 引当金の用途	(12)	-0.4%	(16)	-0.2%
- 過去の減損損失の戻し入れ	-		(39)	-0.6%
- その他	(47)	-1.6%	(30)	-0.4%
-キャピタルゲインルセネルゴスバート・エルエルシー売却に関するもの	(10)	-0.3%	-	
税金の増加:				
- 当期の減損損失／(利益)	145	5.0%	305	4.3%
- 引当金繰入額	12	0.4%	1	
- 前年度費用	8	0.3%	46	0.7%
- その他	7	0.2%	9	0.1%
現在の法人税の合計 (IRES)	**(180)**	**-6.2%**	**(104)**	**-1.5%**
外国税	**39**	**1.3%**	**3**	
過年度法人税等見積差額	**1**		**(10)**	**-0.1%**
繰延税金項目合計	**4**	**0.1%**	**5**	**0.1%**
- うち税率変更による影響	-		-	
- うち年間変動額	5		5	
- うち前年度見込みとの差異	*(1)*		-	
法人税等合計	**(136)**	**-4.8%**	**(106)**	**-1.5%**

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10. 有形固定資産 - 9百万ユーロ

百万ユーロ	土地	建物	設備及び機械	産業及び商業設備	その他の資産	建物付属設備	建設仮勘定及び前渡金	合計
取得原価	1	6	3	5	33	42	-	90
減価償却累計額	-	(4)	(3)	(5)	(25)	(41)	-	(78)
2021年12月31日現在残高	**1**	**2**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**12**
資本的支出	-	-	-	-	2	-	-	2
サービス開始	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	(1)	-	-	(2)	-		(3)
増減合計	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**
取得原価	1	6	3	5	35	42	-	92
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(27)	(41)	-	(81)
2022年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**11**
資本的支出	-	-	-	-	3	-	-	3
サービス開始	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	-	-	-	(4)	(1)		(5)
増減合計	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**	**-**	**(2)**
取得原価	1	6	3	5	38	42	-	95
減価償却累計額	-	(5)	(3)	(5)	(31)	(42)	-	(86)
2023年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**7**	**-**	**-**	**9**

有形固定資産は 9百万ユーロとなり、2022年12月31日時点と比較して2百万ユーロ減少した。これは、認識された減価償却費 (5百万ユーロ) と2023年の資本支出 (3百万ユーロ) のマイナス収支を反映している。

注記11. 無形資産-131百万ユーロ

無形資産はすべて有限の耐用年数を有し、その内訳は以下の通りである。

百万ユーロ	工業特許及び知的財産権	開発中のその他の無形資産	合計
2021年12月31日現在残高	**88**	**55**	**143**
投資	4	38	42
使用開始資産	36	(36)	-
償却費	(52)	-	(52)
増減合計	**(12)**	**2**	**(10)**
2022年12月31日現在残高	**76**	**57**	**133**
投資	4	41	45
使用開始資産	-	-	-
償却費	(47)	-	(47)

増減合計	**(43)**	**41**	**(2)**
2023年12月31日現在残高	**33**	**98**	**131**

産業特許及び知的財産権は33百万ユーロ（2022年12月31日時点で76百万ユーロ）で、主にアプリケーション・ソフトウェアの購入にかかる費用に関するものである。償却は、残存耐用年数（平均3年）に基づく定額法で行われる。
その他の開発中の無形資産は98百万ユーロで、特に管理・財務・統制、法務、コーポレート、規制・反トラスト、渉外、人事・組織、監査の分野における持株会社機能のビジネス・プロセス、コンプライアンス、報告の電子化のためのデジタル開発プロジェクトに関連する情報技術プロジェクトへの投資により、41百万ユーロ増加した。

注記12. 繰延税金資産及び負債-106百万ユーロ及び43百万ユーロ

百万ユーロ	2022年12月31日現在	純損益に計上された増加／（減少）	株主持分に計上された増加／（減少）	2023年12月31日現在
繰延税金資産				
一時的な相違の性質：				
- リスク引当金及び費用、減損損失	4	3	-	7
-デリバティブ	106	-	(42)	64
-その他の項目	36	(1)	-	35
繰延税金資産合計	**146**	**2**	**(42)**	**106**
繰延税金負債				
一時的な相違の性質：				
- 金融商品の測定	(98)	-	60	(38)
-その他の項目	-	(5)	-	(5)
繰延税金負債合計	**(98)**	**(5)**	**60**	**(43)**
相殺後の繰延IRES税金資産超過額	**48**			**63**

繰延税金資産の総額は106百万ユーロ（2022年12月31日現在146百万ユーロ）で、基本的にはキャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に関する繰延税金資産である。
繰延税金負債は43百万ユーロ（98百万ユーロ、2022年12月31日現在）となり、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ商品の公正価値測定に係る繰延税金に関するものである。
繰延税金資産及び負債の金額は、IRESの税率24%を適用して決定された。

注記13. 持分投資-60,917百万ユーロ

以下の表は、各投資の年度中の変動と、それに対応する期首及び期末の帳簿価額、ならびに子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の会社に対する投資の一覧を示している。

前へ　次へ

百万ユーロ	2022年12月31日現在 元のコスト	減損(損失)／利益	その他の変更-IFRIC第11号及びIFRS第2号	帳簿価額	保有率%	2023年度の変動 出資金と損失補償	取得/(処分)/(清算)/(返済)	法人設立／寄付	合併／スピンオフ	再分類	評価修正	純増減	2023年12月31日現在 元のコスト	減損(損失)／利益	その他の変更-IFRIC第11号及びIFRS第2号	帳簿価額	保有率%
A) 子会社																	
エネル･グローバル･サービス Srl	70	-	1	71	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	-	2	72	100.0
エネル･グローバル･サーマル･ジェネレーション Srl	57	(39)	-	18	100.0	-	-	-	(57)	-	39	(18)	-	-	-	-	-
エネル･グローバル･トレーディング SpA	1,401	-	2	1,403	100.0	-	-	-	-	-	-	-	1,401	-	2	1,403	100.0
エネル･グリーン･パワー SpA	2,006	(725)	4	1,285	100.0	-	-	-	57	-	(644)	(587)	2,063	(1,369)	5	699	100.0
エネル･グリッズ Srl	59	-	2	61	100.0	-	-	-	-	-	-	-	59	-	3	62	100.0
エネル･ホールディング･ファイナンス Srl	7,875	-	-	7,875	100.0	-	-	-	-	-	-	-	7,875	-	-	7,875	100.0
エネル･イベリア S.L.U.	13,713	-	1	13,714	100.0	-	-	-	-	-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
エネル･イノベーション･ハブス Srl	70	(63)	-	7	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	(63)	-	7	100.0
エネル･インシュアランス NV	502	-	-	502	100.0	100	-	-	-	-	-	100	602	-	-	602	100.0
エネル･インベストメント･ホールディングBV[(1)]	4,497	(4,491)	-	6	100.0	-	-	-	-	-	-	-	4,497	(4,492)	-	5	100.0
エネル･イタリア SpA	12,790	-	5	12,795	100.0	-	-	-	(27)	-	-	(27)	12,763	-	6	12,769	100.0
エネル･ノースアメリカ Inc.	4,035	-	-	4,035	100.0	1,502	-	-	-	-	-	1,502	5,537	-	1	5,538	100.0
エネル再保険 - Compagnia di riassicurazione SpA	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3	3	-	-	3	100.0
エネルXSrl	239	-	2	241	100.0	-	-	-	-	-	-	-	239	-	3	242	100.0
エネルXウェイ Srl	889	-	-	889	100.0	-	-	-	27	-	-	27	916	-	-	916	100.0
エネルパワー Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	-	-	-	-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
ヴェクトル･エナジー･ユレティム･アッシュ	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
エネル･アメリカSA	11,658	-	-	11,658	82.3	-	-	-	-	-	-	-	11,658	-	-	11,658	82.3
エネル･チリSA	2,671	-	-	2,671	64.9	-	-	-	-	-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
エネル･ファイナンス･インターナショナル N.V.	2,624	-	-	2,624	25.0	-	-	-	-	-	-	-	2,624	-	-	2,624	25.0
エネル･グリーン･パワー･チリSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
子会社合計	**65,345**	**(5,481)**	**17**	**59,881**		**1,602**	**-**	**3**	**-**	**-**	**(605)**	**1,000**	**66,950**	**(6,087)**	**23**	**60,886**	
B)ジョイント･ベンチャー										-							
ルセネルゴスバート LLC	41	-	-	41	49.5	-	(41)	-	-	-	-	(41)	-	-	-	-	-
ジョイント･ベンチャー合計	**41**	**-**	**-**	**41**		**-**	**(41)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(41)**	**-**	**-**	**-**	**-**	
C) 関連会社																	
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
関連会社合計	**23**	-	-	**23**		**-**	-	-	-	-	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) その他の企業		-						-		-							
メルコスール送電会社 SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	-
エルコガスSA(清算中)	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	-	**5**	**(5)**	**-**	**-**	4.3
Empresa Propietaria de la Red SA	5	2	-	7	11.1	-	-	-	-	-	1	1	**5**	**3**	**-**	**8**	11.1

イドロシチリア SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
レッド･セントロアメリカ･デ･テレコミュニケーションズSA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1
その他の会社合計	**10**	**(3)**	**-**	**7**		**-**	**-**	**-**	**-**	-	**1**	**1**	**10**	**(2)**	**-**	**8**	
株式投資合計	**65,419**	**(5,484)**	**17**	**59,952**		**1,602**	**(41)**	**3**	**-**	**-**	**(604)**	**960**	**66,983**	**(6,089)**	**23**	**60,917**	

(1) 2023年12月31日時点の残高は、総計のより正確な計算を反映している。

前へ　　次へ

下表は、2023年における持分投資の変動を報告している。

百万ユーロ	
増加	
エネル再保険（Compagnia di riassicurazione SpA）の設立	3
エネル・ノースアメリカ社への出資	1,502
エネル・インシュアランスNVへの出資	100
エンプレサ・プロピタリア・デ・ラ・レッドSAに対する投資の再評価	1
総増加額	**1,606**
減少	
エネル・グリーン・パワー社の減損損失	(605)
ルセネルゴスビートLLCの売却	(41)
合計減少額	**(646)**
純増減	**960**

2023年度、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他企業への投資の帳簿価額は、以下の結果として960百万ユーロ増加した。

- 2023年3月23日、エネルSpaの100%子会社であるエネル再保険会社（Compagnia di riassicurazione・SpA、資本金3百万ユーロ）設立。この会社の設立は、グループのキャプティブ保険会社であるオランダの再保険会社エネル・インシュアランスNVをイタリアに再移転させるプロジェクトの一環である。この事業は、エネル・インシュアランスNVがイタリアで再保険業務に従事するための認可を得るためのIVASS手続きと、エネル・インシュアランスがエネル再保険-再保険会社（Compagnia di riassicurazione SpA）に国境を越えて合併するための手続きを経て、エネル再保険-再保険会社（Compagnia di riassicurazione SpA）に合併することにより達成された。
- 2023年8月3日及び2023年12月4日に、子会社であるエネル・ノースアメリカ社に総額1,502百万ユーロの出資を行い、同社の事業要件を支援し、建設中のプロジェクトを確実に完了させる。
- IVASSがEnel Insurance NVのEnel Reinsurance-Compagnia di riassicurazione SpAへの合併に必要な認可を発行したため、2023年12月、再保険事業をオランダからイタリアに移管する間の再保険事業を支援するため、グループのキャプティブ再保険会社であるEnel Insurance NVに100百万ユーロを出資した。
- 2023年12月に保有していたジョイント・ベンチャーRusenergosbyt LLCの株式を41百万ユーロで売却したこと。
- エネル・グリーン・パワー社への投資に対する605百万ユーロの減損損失は、主にマクロ経済状況の変化とそれに伴う割引率の上昇、及び期待成長率の低下を反映している。
- エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッドSAに対する株式投資の公正価値測定における1百万ユーロの増加。

以下の企業間取引は、エネルSpAが保有する投資全体の価値を変更するものではなかった。
特に、

- エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーションSrlのエネル・グリーン・パワーSpAへの合併（2023年1月1日発効）。
- 2023年7月1日を効力発生日として、エネルXモビリティSrlの全持分をエネルXウェイ・イタリアSrlに譲渡し、同日付でエネルXモビリティSrlをエネルXウェイ・イタリアSrlへの合併。

IFRS第2号に従い、2020年、2021年、2022年及び2023年の長期インセンティブ・プランに関わる子会社に対する投資の帳簿価額は、特定資本準備金に計上された当該年度の資本部分の公正価値により、全体で6百万ユーロ増加している。間接子会社の従業員に対する持分証券の付与の場合、直接子会社の持分投資の帳簿価額は増加した。

以下の表は、エネル･グリーン･パワー社 (Enel Green Power SpA) **に対する投資の減損損失を決定する際に使用した前提条件を示している。**

百万ユーロ	元のコスト	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(3)	減損後帳簿価額	元のコスト	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示期間	最終価値(3)	減損後帳簿価額
	2023年12月31日現在						2022年12月31日現在					
エネル・グリーン・パワー SpA	1,285	2.3%	9.8%	3年	一定成長性/23年	699(4)	1,513	2.5%	8.4%	3年	一定成長性/26年	1,285

(1) **明示的な予測期間後のキャッシュ･フローの永久成長率** (**単体会社を含む国平均を考慮**)。
(2) **反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ･フローで計算された使用価値が、税引後加重平均資本コストで割り引かれた税引後キャッシュ･フローで計算された値と等しいことを保証する割引率。前提条件は、単独会社を含む国平均を考慮する。**
(3) **最終価値は、表に記載された年数にわたり、利回りが永久又は一定成長することに基づいて見積もられている。**
(4) **帳簿価額は、**2023**年のエネル･グローバル･サーマルジェネレーション**Srl**との合併による影響を受けている。**

減損テストによって認識されたのれんの回収可能価額は、将来の予想キャッシュ･フローを見積もり、リスク･フリー･レート、ベータ、市場リスク･プレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された適切な割引率を適用することを含む割引キャッシュ･フロー･モデルを使用して、投資の使用価値の見積もりを通じて持分価値を計算することによって見積もられている。投資の帳簿価額を比較するため、将来キャッシュ･フローの見積りから得られた企業価値は、投資先の純財務ポジショ ンを差し引いて資本価値に換算された。キャッシュ･フローは、見積り時点で入手可能な最善の情報に基づいて決定され、2023**年**11**月**21**日に当社の取締役会で承認された**2024-2026**事業計画から明示された期間について引用され、この計画には、数量、収益、営業コスト、資本支出、産業及び商業組織、主要なマクロ経済変数(インフレ率、名目金利、為替レート) 及び商品価格の動向に関する予測が含まれている。これらの持分投資の減損テストにおいて考慮されるキャッシュ･フローの明示的期間は、様々な企業の特質やビジネス･サイクルによって異なる。一方、最終価値は、電力需要の長期成長率やインフレ率 (国や事業によって異なる) に等しい名目成長率を持つ永久又は年金として計算された。**

エネル･イタリア SpA、**エネル**X**ウェイ**Srl、**エネル**X Srl、**エネル･グローバル･トレーディング**SpA、**エネル･グリッズ**Srl、**エネル･インシュアランス**NV、**エネル･グローバル･サービシズ**Srl**に対する投資については、各投資先の**2023**年**12**月**31**日時点において、帳簿価額が個別に資本を上回っていても回収可能であるとみなされている。この状況は、投資に関する減損損失ではなく、2つの金額の一時的なミスマッチであると考えられる。より具体的には、エネル･イタリアSpA、エネルXウェイSrl、エネルX Srl、エネル･グローバル･トレーディングSpA、エネル･グリッズSrl、エネル･グローバル･サービシズ社については、投資の帳簿価額と資本との間のマイナスの差額がトリガー･イベントとなり、その後、減損テストにより、予想される将来キャッシュ･フローを考慮した投資の資本価値が決定された。このテストの結果、投資価値の完全な回収可能性を確認するのに必要な程度まで資本に反映されなかった、より大きな価値が浮上した。**
また、これらの投資は減損テストに合格している。

イタリアの子会社に対するエネルSpA**の投資株券は、モンテ･デイ･パスキ･ディ･シエナで保管されている。**

以下の表は、2023年12月31日現在の子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社及びその他の投資先に対する投資の株式資本及び持分を報告したものである 。

	登録事務所	通貨	株式資本	資本（百万ユーロ）	前年度損益（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
A) 子会社							
エネル・グローバル・サービス Srl	ローマ	ユーロ	10,000	51	1	100.0	72
エネル・グローバル・トレーディング SpA	ローマ	ユーロ	90,885,000	2,138	1,103	100.0	1,403
エネル・グリーン・パワー SpA	ローマ	ユーロ	272,000,000	-	-	100.0	699
エネル・グリッズSrl	ローマ	ユーロ	10,100,000	45	(8)	100.0	62
エネル・ホールディング・ファイナンス Srl	ローマ	ユーロ	10,000	7,874	-	100.0	7,875
エネル・イベリア S.L.U.	マドリード	ユーロ	336,142,500	23,661	1,642	100.0	13,714
エネル・イノベーション・ハブスSrl	ローマ	ユーロ	1,100,000	8	-	100.0	7
エネル・インシュアランス NV	アムステルダム	ユーロ	60,000	567	(76)	100.0	602
エネル・インベストメント・ホールディングBV	アムステルダム	ユーロ	1,000,000	5	(1)	100.0	5
エネル・イタリア SpA	ローマ	ユーロ	100,000,000	4,454	3,166	100.0	12,769
エネル・ノースアメリカ Inc.	アンドーヴァー	米ドル	50	6,151	(1,131)	100.0	5,538
エネル再保険 - Compagnia di riassicurazione SpA	ローマ	ユーロ	3,000,000	3	-	100.0	3
エネルXSrl	ローマ	ユーロ	1,050,000	-	-	100.0	242
エネルXウェイ Srl	ローマ	ユーロ	6,026,000	-	-	100.0	916
エネルパワー Srl	ミラノ	ユーロ	2,000,000	29	3	100.0	26
ヴェクトル・エナジー・ユレティム・アッシュ	イスタンブール	TRY	3,500,000			100.0	-
エネル・アメリカSA	サンティアゴ	米ドル	15,799,226,825	15,408	1,084	82.3	11,658
エネル・チリSA	サンティアゴ	CLP	3,882,103,470,184	4,935	749	64.9	2,671
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	アムステルダム	ユーロ	1,478,810,371	10,213	350	25.0	2,624
エネル・グリーン・パワー・チリSA	サンティアゴ	米ドル	842,121,531	860	54	0.0	-
B) 関連会社							
CESI SpA	ミラノ	ユーロ	8,550,000	99	(5)	42.7	23
C) その他の企業							
メルコスール送電会社 SA	ブエノスアイレス	ARS	2,025,191,313	1	2	-	-
エルコガスSA（清算中）	プエルトラーノ	ユーロ	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	パナマ	米ドル	58,500,000	-		11.1	8
イドロシチリア SpA	ミラノ	ユーロ	22,520,000	20	-	1.0	-
レッド・セントロアメリカ・デ・テレコミュニケーションズSA	パナマ	米ドル	2,700,000	-	-	11.1	-

2023年12月31日現在のその他の会社に対する株式投資は、すべて非上場会社に対するものである。IFRS第9号への移行期間中、これらの金融資産をその他の包括利益を通じて公正価値で測定するオプションが適用された。
エルコガスSAへの投資は2014年に完全に償却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%の株式を保有する同社は清算中である。
2014年に供与された6百万ユーロの利益参加ローンも、累積損失を考慮して評価損が計上されている。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
FVOCIで測定される非上場会社に対する持分投資	**8**	**7**
Empresa Propietaria de la Red SA	8	7

レッド･セントロアメリカ･デ･テレコミュニケーションズSA	-	-
メルコスール送電会社 SA	-	-
エルコガスSA (**清算中**)	-	-
イドロシチリア SpA	-	-

注記14. デリバティブ-261百万ユーロ、76百万ユーロ、620百万ユーロ、106百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
デリバティブ金融資産	261	349	76	390
デリバティブ金融負債	620	663	106	178

デリバティブ金融資産及び負債の性質、認識及び分類の詳細については、注記32「金融商品」及び34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照されたい。

注記15. その他の非流動金融資産-10百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
金融前払金		7	10	(3)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	3	4	(1)
合計		10	14	(4)

金融前払いとは本質的に、エネルSpA、エネル・ファイナンス・インターナショナルNV、メディオバンカの間で、2026 年に期限が切れる100億ユーロ、2025年に35億ユーロのリボルビング信用枠の取引コストの残りの部分を指す。この項目はこれらのコストの非流動部分を報告し、損益を通じての取り消しは、関係する手数料の種類と融資枠の満期によって異なる。

15.1 負債に含まれるその他の非流動資産–3百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
その他のローン資産	3	4	(1)
合計	3	4	(1)

その他の貸付資産は、従業員に対する貸付金で計上されている。

注記16. その他の非流動資産 - 73百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**増減**
税金資産	9	12	(3)
補足年金制度債務の引受に伴う子会社からの支払額	64	69	(5)
その他の非流動資産合計	**73**	**81**	**(8)**

税金資産には、IRES目的の課税所得を計算する際にIRAPを一部控除しなかった結果、過剰に支払われた所得税の償還請求に係る残額9百万ユーロが含まれる。これらの請求は、2003年分についてはエネルSpA代表が、2004年から2011年についてはエネルSpAの代表及び連結会社として提出された。
2022年、**この項目には、2021年に係るエネル・アメリカスSAの配当に課される源泉税の最終計算から生じ、2023年10月に徴収された3百万ユーロの資産が含まれていた。**
補足年金制度の負債の引受けに関して子会社が支払うべき金額は、グループ会社による補足年金制度の負担の引き受けに関して支払うべき金額である。契約条件には、従業員福利厚生で認識される親会社の確定給付債務の消滅費用を当該グループ会社が償還することが記載されている。
現在の前提条件による年金数理予測に基づくと、この計画は今後5年以内に失効する。

注記17. 営業債権-167百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**増減**
営業債権			
- 子会社からの預り金	163	278	(115)
- 第3者顧客からの預り金	4	16	(12)
合計	**167**	**294**	**(127)**

子会社に対する営業債権は、主にエネルSpAがグループ会社に代わって行う管理・調整サービス及びその他の業務に関するものである。
2022年12月31日時点の減少は、これらのサービスに関連する収益の動向を反映している。

第3者顧客に対する営業債権は、様々な種類のサービスに関するものである。

子会社に対する営業債権の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**増減**
子会社			
エディストリビューション・レデス・デジタル S.L.	5	8	(3)
e-**ディストリビュツイオーネ** SpA	17	16	1
エンデサ・エネルギアSA	2	2	-
エンデサ・ジェネラシオン S.A.	3	4	(1)
エンデサSA	8	13	(5)
エネル・アメリカSA	2	6	(4)
エネル・ブラジルSA	33	93	(60)
エネル・チリSA	8	9	(1)
エネル・ディストリビューシオン・チリ SA	2	5	(3)
エネル・ディストリビューシオン・ペルー	3	3	-
エネル・エネルギア SpA	4	7	(3)
エネル・ジェネラシオン・チリSA	2	5	(3)
エネル・ジェネラシオン・ペルーSAA	2	2	-
エネル・グローバル・サービス Srl	13	12	1
エネル・グリーン・パワー・チリSA	3	3	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	6	3	3
エネル・グリーン・パワー・イタリア Srl	2	2	-
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ	2	10	(8)
エネル・グリーン・パワー SpA	3	3	-
エネル・グリッズ Srl	1	1	-
エネル・イタリア SpA	(1)	(1)	-
エネル・ノースアメリカ Inc.	2	3	(1)
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	5	4	1
エネル・ルーマニア Srl	-	5	(5)
エネルXSrl	2	3	(1)
エネルX**ウェイ** Srl	2	4	(2)
E-**ディストリビュータ・バナト**SA	-	6	(6)
E- **ディストリビューション・ドブロゲア**SA	-	3	(3)
E- **ディストリビューション・ムンテニア**SA	-	10	(10)
ガス・イ・エレクロシダード・ジエネラシオンS.A.	2	1	1
セルヴィツィオ・エレットトリコナツィオナーレ SpA	1	1	-
ヴェクトル・エナジー・ユレティム・アッシュ	8	8	-
その他	21	24	(3)
合計	**163**	**278**	**(115)**

所在地別セグメント別の売上債権は以下の通り。

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**増減**

イタリア	57	56	1
EU	31	79	(48)
非-EU欧州	1	2	(1)
その他	78	157	(79)
合計	**167**	**294**	**(127)**

注記18. 未収税金資産-309百万ユーロ

2023年12月31日現在の未収税金資産は、基本的に、2023年分の推定当期税金に対するIRES控除及び2022年分のIRES控除（286百万ユーロ）、エネル・チリSAの配当金及びエネルXブラジルSAからサービスに関して受領した支払いに対する源泉徴収税額控除（16百万ユーロ）、及び受取利息に対する源泉徴収税額控除（6百万ユーロ）である。

注記19. その他の流動金融資産-6,483百万ユーロ

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
正味金融債務に含まれるその他の流動金融資産	19.1	6,428	3,395	3,033
その他の流動金融資産		55	85	(30)
合計		**6,483**	**3,480**	**3,003**

負債に含まれる「その他流動金融資産」の詳細については、注記19.1を参照されたい。
「その他の流動金融資産」は、基本的に、グループ会社に対する、金融サービス契約から派生する利息及びその他の手数料に係る債権9百万ユーロ（2022年12月31日現在11百万ユーロ）、デリバティブ・ポジションの結果に係る金融資産5百万ユーロ（2022年12月31日現在20百万ユーロ）、流動未払金35百万ユーロ（2022年12月31日現在40百万ユーロ）及び流動金融前払費用6百万ユーロ（2022年12月31日現在14百万ユーロ）を指す。

19.1 負債に含まれるその他の流動金融資産-6,428百万ユーロ

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
グループ会社からのローン資産:				
- 短期貸付資産（会社間当座預金）	32.1.1	5,934	2,489	3,445
- 短期金融		6	512	(506)
合計		5,940	3,001	2,939
他者からのローン資産:				
- その他のローン資産		6	5	1
- 店頭デリバティブ証拠金取引の現金担保	32.1.1	482	389	93
合計		**488**	**394**	**94**
合計		**6,428**	**3,395**	**3,033**

注記20. その他の流動資産 - 1,581百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
税金資産	13	286	(273)
グループ会社からのその他の支払額	1,552	283	1,269
その他の支払額	16	15	1
合計	**1,581**	**584**	**997**

税金資産は13百万ユーロであり、基本的には、2011年、2012年、2013年及び2014年のエネルSpaとスペイン子会社間の取引で適用された移転価格の調整後に多国籍グループに課された二重課税を排除するために、イタリアとスペインの税務当局間で2021年に開始され、2022年に完了した合意手続き（MAP）に基づき、エネルSpaに支払われた2011年から2014年のIRES償還に係る税金資産8百万ユーロが含まれている。
前年度には、エネルグループの付加価値税控除残額（274百万ユーロ）が含まれていた。

グループ会社に対するその他の金額は、基本的に、連結納税メカニズムに参加しているグループ会社に関する債権(1,120百万ユーロ)、子会社のエネル・イベリアSRLU (300百万ユーロ)、エネル・アメリカ・エスエー (88百万ユーロ) 及びエネル・チリ・エスエー (24百万ユーロ) が承認した中間配当金に対する債権、ならびにグループVAT メカニズムに参加している会社に関するVAT 資産 (18百万ユーロ)。

その他の支払予定額は16百万ユーロで、2022年の価値とほぼ一致している。

注記21. 現金及び現金同等物-1,122百万ユーロ

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**増減**
銀行及び郵便貯金	1,122	4,868	(3,746)
合計	**1,122**	**4,868**	**(3,746)**

2022年12月31日時点の現金及び現金同等物は、通常業務によって吸収されたキャッシュ・フローを反映し、3,746百万ユーロ減少した。

2023年度の営業活動によるキャッシュ・フローは4,277百万ユーロの黒字 (2022年12月31日時点では8,689百万ユーロ) となり、2022年度比で4,412百万ユーロの減少となった。これは主に受取配当金の減少を反映したもので、連結納税メカニズム参加企業に対するIRESの支払額の減少、及び正味運転資本の変動に関連した必要資金の減少により一部相殺された。

当期、財務活動は7,016百万ユーロのキャッシュ・フローを吸収した。これは主に、長期借入 (2,803百万ユーロ) 及び永久ハイブリッド債 (7,52百万ユーロ) の期中返済、配当金の支払い (4,091百万ユーロ)、金融債務の純減少 (3,107百万ユーロ) 及び永久ハイブリッド債の保有者に対するクーポンの支払い (182百万ユーロ) を反映したもので、新規の長期借入金 (2,201百万ユーロ) 及び永久ハイブリッド債 (1,738百万ユーロ) の発行により一部相殺された。

投資活動は、主に子会社であるエネル・ノースアメリカ・インク (1,502百万ユーロ) 及びインシュアランス・エヌヴィー (100百ユーロ) への資本拠出、ならびに新たに設立されたエネル再保険-Compagnia di riassicurazione SpA (3百万ユーロ) への資本拠出を反映して、1,007百万ユーロのキャッシュ・フローを吸収した。

投資活動及び財務活動に必要な資金は、主に営業活動から生じたキャッシュ・フロー (4,277百万ユーロの黒字) 及び現金及び現金同等物 (2023年12月31日時点で1,122百万ユーロ (2023年1月1日時点で4,868百万ユーロ)) の貢献によって賄われた。

注記22. 売却目的保有に分類された非流動資産

2022年に売却目的保有に再分類された非流動資産には、ルーマニアのエネルグループが保有する全持分をギリシャ企業パブリック・パワー・コーポレーション・エスエー (PPC) に売却することで合意したことを受けて、E-ディストリビューティ・ムンテニア・エスエー、E-ディストリビューティ・バナト・エスエー、E-ディストリビューティ・ドブロゲア・エスエー、エネル・エネルジー・エスエー、エネル・エネルジー・ムンテニア・エスエー、エネル・ルーマニア・エスエーの持分投資が含まれ、総額654百万ユーロであった。
年度中、この項目は2023年10月25日の売却完了前にさらに46百万ユーロ調整され、グループ・レベルで合計1,241百万ユーロとなった。
この項目には、2023年1月1日にエネル・グリーン・パワー・チリ・エスエーが、総設備容量約416MWの稼働中の太陽光発電所4カ所のポートフォリオを拠出したことにより設立されたチリのアルカディア・ジェネラシオン・ソーラー・エスピーエーの保有持分 (約0.009%) も含まれている。
2023年10月25日、エネルと子会社であるエネル・チリ・エスエーは、国際的な再生可能エネルギー生産会社であるソネディックス社に、チリに保有する全株式を総額約535百万ユーロで売却することを最終決定した。

負債及び株主持分

注記23.株主持分-37,883百万ユーロ

株主持分は 37,883百万ユーロとなり、459百万ユーロ減少した。12月31日2022年現在。
この変動は主に以下の要因によるものである。

- 当期利益 (2,972百万ユーロ) 。
- 2023年5月10日の株主総会で承認された2022年の配当残高1株当たり0.20ユーロ (総額2,033百万ユーロ) の分配及び取締役会で承認された2023年の中間配当金は2023年11月7日付で、2024年1月24日から支払われる (1株当たり0.215ユーロ、総額2,186百万ユーロ) 。
- 1,738百万ユーロの永久ハイブリッド債の発行と総額752百万ユーロの永久ハイブリッド債の買戻し及びその後の取り消し。
- 永久ハイブリッド社債の保有者に総額182百万ユーロのクーポンの支払い。

株式資本-10,167百万ユーロ

2023年12月31日現在、SpAの全額払込済み株式資本は101億6,667万9,946ユーロであり、額面1ユーロの普通株式が同数含まれている。
資本金は2022年12月31日現在の資本金と比較して変動していない。
2023年12月31日現在、株主名簿、CONSOB (イタリア国家証券委員会) に提出され1998年2月24日付け政令第58号第120条に従い当社が受領した通知、及びその他の入手可能な情報に基づき、親会社の資本金の3%を超える持分を有する株主は、経済財政省 (23.585%の持分を保有) 、及びBlackRock Inc. (資産運用目的で5.023%の持分を保有) である。

負の自己株式準備金- (59)百万ユーロ

2023年12月31日現在、自己株式は額面1.00ユーロのエネルSpaの普通株式9,262,330株 (2022年12月31日現在7,153,795株) に相当し、適格仲介業者を通じて総額約59百万ユーロで購入された。
2023年10月5日、当社取締役会は、2023年5月10日に開催された株主総会で承認された権限を実施し、エネルの株式資本の約0.041%に相当する4.2百万株の自社株買いプログラムの開始を承認した。
2023年10月16日に開始され、2024年1月18日に終了したこのプログラムは、イタリア民法典第2359条 (2023年LTIプラン) に従い、エネル社及び／又はその子会社の経営陣に対する2023年長期インセンティブ・プランとして導入されたもので、2023年5月10日のエネル社株主総会でも承認された。
これらの取引の結果、合計3,377,224株 (株式資本の0.0332%に相当) のエネル株が1株当たり6.2205ユーロの出来高加重平均価格で取得され、その総額は21百万ユーロとなった。さらに、業績目標の達成に伴い、2019年及び2020年のLTIプランの受益者に合計1,268,689株を9百万ユーロで付与した。
付与の結果、及び既に保有している自己株式を考慮すると、2023年12月31日現在、エネルは、長期インセンティブ・プラン (2020年、2021年、2022年及び2023年のLTIプラン) のために、株式資本の約0.0911%に相当する9,262,330株の自己株式を保有している。
イタリア民法*第2357*条の3第2項に従い、自己株式は配当の分配に参加しない。
詳細は注記36「株式ベースの支払い」を参照されたい。

永久ハイブリッド債6,553百万ユーロ

2023年1月9日、エネルSpaは、ユーロ建て非転換型劣後永久ハイブリッド債元本総額1,750百万ユーロの発行を欧州市場に係る機関投資家向けに開始した。
これらの債券は、総額1,738百万ユーロの取引費用控除後で認識された。
この発行は、エネルが2023年12月31日までに、永久債を含む1つ又は複数の非転換劣後ハイブリッド債を総額2十億ユーロを上限に発行することを承認した、2022年12月14日の当社取締役会決議に基づき実施される。

証券はアイルランド証券取引所の規制市場に上場されている。
同時にエネルは、2023年8月を初回償還期限とする750百万ユーロの持分参加型永久ハイブリッド社債（利率2.500%）を現金で買い戻し、その後消却する任意公開買付けを開始した。
自主的公開買付け2023年1月20日が実施され、その終了に伴い、クリーンアップコール条項で想定された条件を満たしたことから、同債券は取引費用を含め752百万ユーロが全額償還され、消却された。
2023年中に、当社は永久ハイブリッド債の保有者に対して182百万ユーロのクーポンを支払った。

その他の準備金-11,784百万ユーロ

株式プレミアム準備金-7,496百万 ユーロ
2023年12月31日現在の株式プレミアム準備金は7,496百万ユーロで、前年と同水準であった。

法定準備金-2,034百万ユーロ
株式資本の20.0%に相当する法定準備金は、前年度と比較して不変である。

法律292／1993に基づく準備金-2,215百万ユーロ
当該準備金には、当社が公営機関から株式会社に移行した際に行われた調整の残余部分が含まれる。
この準備金を分配する場合には、連結所得税法第47条に規定される資本準備金に対する課税上の取扱いが適用される。

その他の準備金-146百万ユーロ
その他の準備金には、イタリアの公的機関及びEU団体から新規工事関連法（1986年大統領令第917号第55条に基づく）の適用を受けて受領した助成金の50%を反映した資本助成金積立金関連分19百万ユーロが含まれ、納税猶予のメリットを享受するために持分に計上されている。
この項目には、エネルSpAの定時株主総会の決議に基づき、自己株式の購入のために設定された59百万ユーロの利用不能準備金、及び2019年、2020年、2021年、2022年、2023年の長期インセンティブ・プランの一環として当社及び子会社の経営陣に付与された株式コンポーネントの価値を認識するために設定された19百万ユーロの準備金も含まれる。
又、ストックオプション準備金として29百万ユーロ、その他の準備金として20百万ユーロが含まれている。

ヘッジ準備金 - (83) 百万ユーロ
2023年12月31日現在、この項目にはヘッジ準備金及びヘッジ費用準備金が含まれ、全体で83百万ユーロのマイナス（26百万ユーロのプラスの税効果控除後）となっている。

FVOCIで測定された金融資産から生じた準備金-3百万ユーロ
2023年12月31日現在、FVOCIにおける金融資産の評価準備金は3百万ユーロとなったが、これはEmpresa Propietaria de la Red SAの1百万ユーロの公正価値測定を反映したものである。

数理計算上の準備金- (27) 百万ユーロ
2023年12月31日現在、数理計算上の準備金は27百万ユーロであった（6百万ユーロの税効果控除後）。IAS第19号「従業員給付」の新版ではコリドー・アプローチが認められなくなったため、引当金には資本に直接認識される数理計算上の差異が含まれる。

下表は、2022 年() 及び2023 年()におけるヘッジ準備金及び数理計算上の準備金の変動の内訳である。

百万ユーロ	当期に資本に認識された利益／(損失)	純損益への総振替	税金	その他の変動		当期に資本に認識された利益／(損失)	純損益への総振替	税金	その他の変動	
	2022年1月1日現在					2022年12月31日現在				2023年12月31日現在
ヘッジ準備金	(318)	464	(54)	(93)	(23)	(24)	(257)	207	17	(23)	(80)
ヘッジ費用準備金	-	(4)	-	1	-	(3)	-	-	-	-	(3)
FVOCIにおける金融資産の測定による準備金	-	2	-	-	-	2	1	-	-	-	3
数理計算上の準備金	(35)	17	-	(4)	-	(22)	(7)	-	2	-	(27)
株主持分で認識された利得／(損失)	**(353)**	**479**	**(54)**	**(96)**	**(23)**	**(47)**	**(263)**	**207**	**19**	**(23)**	**(107)**

利益剰余金-8,592百万ユーロ

2023年通期については、同項目は以下を反映し2,896百万ユーロの増加を示した。

- 2023年5月10日の株主総会決議に基づく2022年度の利益配分。2022年度に永久ハイブリッド社債の保有者にクーポンとして支払われる金額（123百万ユーロ）と、2023年7月25日の基準日時点でポートフォリオに保有されている自己株式に係る未配当の配当残高の一部を含む合計2,969百万ユーロの利益の残額を対象とすること。
- 永久ハイブリッド社債の保有者に総額182百万ユーロの利札を支払うこと。
- 2019年及び2020年のLTIプランの受益者に総額9百万ユーロの自己株式が付与されたことに続き、利用不可能な準備金の一部が解放される。
- 2023年LTIプランのための自己株式購入のために設定された26百万ユーロの特定利用不能準備金。
- 2024年1月23日の基準日に保有する自己株式に対する2023年中間配当金の徴収を2百万ユーロで放棄した。

当期利益-846百万ユーロ

2023年通期の利益は、2023年の1株あたり0.215ユーロの中間配当金（総額2,186百万ユーロ）を差し引き、846百万ユーロとなった。

以下の表は、分配のための準備金の利用可能性を示している。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	可能な用途	利用可能額	
株式資本	10,167			
資本準備金：				
-資本準備金	7,496	ABC	7,496	
-資本性金融商品 - 永久ハイブリッド債	6,553			
所得準備金：				
- 法定準備金	2,034	B		
- 負の自己株式準備金	(59)			
- 法律292/1993に基づく準備金	2,215	ABC	2,215	
- ヘッジ準備金	(83)			
- FVOCIで測定された金融資産から生じた準備金	3			
- 資本補助金準備金	19	ABC	19	
- ストックオプション準備金	29	ABC	29	(1) (2)
- 数理計算上の準備金	(27)			
- 株式報酬準備金（LTI）	19			
- その他	79	ABC	20	
利益剰余金／（繰越損失）	8,592	ABC	8,592	
合計	**37,037**		**18,371**	
うち分配可能額			*18,368*	

A： 増資
B： 損失をカバーする。
C： 株主に分配する目的。
(1) 失効したオプションについて。
(2) 親会社が子会社の従業員に付与したオプションのうち、失効した3百万ユーロについては分配不能。

未償却の創業費及び拡張費、研究開発費、又はイタリア民法典第2423条第4項に基づく脱退がないため、イタリア民法典第2426条第1項第5号に基づく準備金の分配に関する制限はない。

なお、過去3年間において、「利益剰余金」と称される準備金は1,322百万ユーロが株主への配当に使用されている。

23.1 配当金

以下の表は、2022年及び 2023年 において当社が支払った配当金である。

	配当額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2022年度の支払配当金		
2021年度の配当金	3,861	0.38
2022年度の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2022年度の支払配当金合計	**3,861**	**0.38**
2023年度の支払配当金		
2022年度の配当金	4,064	0.40
2023年度の中間配当金(2)	-	-

特別配当金	-	-
2023年度の支払配当金合計	**4,064**	**0.40**

(1) 2022年11月3日の取締役会で承認され2023年1月25日以降支払われた（1株当たり0.20ユーロで合計2,033百万ユーロの中間配当金）。

(2) 2023年11月7日の取締役会で承認され2024年1月24日以降支払われた（1株当たり0.215ユーロで合計2,186百万ユーロの中間配当金）。

配当金は、それぞれの基準日に保有する自己株式に帰属する金額を控除して表示している。当社はこれらの株式に対する配当金の徴収を放棄し、利益剰余金として認識した。
2023年度の配当金は、1株当たり0.43ユーロ、総額4,372百万ユーロ（うち1株当たり0.215ユーロ、総額2,186百万ユーロはすでに中間配当として支払われた）に相当し、2024年5月23日の株主総会に一括提案される。
これらの個別財務諸表は、2023年11月7日に取締役会により承認され、2024年1月23日の基準日時点で保有する自己株式10,085,106株に係る金額を控除して2024年1月24日以降に支払われる、潜在的な最大2,186百万ユーロの2023年中間配当金に係る株主に対する債務を除く。
当年度中、当社は又、永久ハイブリッド社債の保有者に総額182百万ユーロの利札を支払った。

23.2 資本管理

当社は、事業を継続企業として守り、利害関係者の価値を創造し、当グループの発展を支援することを資本管理の目的としている。特に、当社は、株主において満足できる利益の達成を可能にするための充分な資本構成を維持するとともに、充分な格付けを維持することで、外部の資金調達源へのアクセスを確保できる適切な資本の維持を目指している。
当該観点から、当社は資本構成を管理し、経済状況の変化に応じて資本構成を調整していく。2023年度で、目的、方針、プロセスに実質的な変動はなかった。
当該目的で、当社は、自己資本に対する負債水準の推移を常に監視している。

2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在の状況は以下の表のとおりである。

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
非流動金融債務	(17,855)	(18,196)	341
正味流動金融負債	(2,261)	(1,919)	(342)
非流動金融資産及び長期有価証券	3	4	(1)
正味金融債務	**(20,113)**	**(20,111)**	**(2)**
株主持分	**37,883**	**38,342**	**(459)**
有利子負債／自己資本比率	**(0.53)**	**(0.52)**	**(0.01)**

注記24. 借入-17,855百万ユーロ、1,179百万ユーロ、8,632百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
長期借入金	17,855	18,196	1,179	1,430
短期借入金	-	-	8,632	8,752

借入金の性質、認識及び分類の詳細については、注記32「金融商品」を参照のこと。

注記25. 従業員給付-121百万ユーロ

当社は従業員に対し、繰延報酬手当、付加月給、通知代用補償金、ロイヤルティ・ボーナス、付加年金制度、付加医療制度、FOPEN年金拠出金追加補償金、FOPEN年金拠出金損金算入限度額超過分、人事報奨制度など、さまざまな手当を支給している。
この項目には、確定給付制度に基づく退職後給付、及び従業員が法律、契約、又はその他の形態の従業員奨励制度に基づき権利を有するその他の長期給付をカバーするための未払金が含まれる。
これらの債務は、IAS第19号に従い、予測単位積増方式を用いて決定された。

以下の表は、確定給付債務の年度中の変動、ならびに確定給付債務と2023年12月31日時点及び2022年12月31日時点で認識された債務との調整表である。

百万ユーロ	2023年度				2022年度			
	年金給付	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減								
1月1日時点の数理計算上の債務	**96**	**27**	**8**	**131**	**123**	**34**	**15**	**172**
当期の勤務費用	-	1	2	**3**	-	1	2	**3**
利息費用	3	1	-	**4**	1	-	-	**1**
財務上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	1	1	-	**2**	(14)	(7)	-	**(21)**
経験に基づく調整	5	-	-	**5**	3	1	-	**4**
その他の支払	(17)	(2)	(1)	**(20)**	(17)	(2)	(9)	**(28)**
その他の変動	-	-	(4)	**(4)**	-	-	-	**-**
12月31日現在の数理計算上の債務	**88**	**28**	**5**	**121**	**96**	**27**	**8**	**131**

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
純損益に計上された(利得)／損失		
勤務費用	3	3
利息費用	4	1
合計	**7**	**4**

百万ユーロ

	2023年度	2022年度
その他の包括利益(OCI)における再測定(利益)／損失		
確定給付制度に係る数理計算上の(利得)／損失	7	(17)
合計	**7**	**(17)**

2023年の従業員給付の現行勤務費用は7百万ユーロ(2022年は4百万ユーロ)。

従業員給付から生じる負債の計算に使用された主な年金数理上の前提条件は、前年度使用されたものと一致しており、以下の通りである。

	2023年度	2022年度
割引率	3.30%-3.40%	3.60%-3.70%
昇給率	2.30%-4.30%	2.30%-4.30%
医療費上昇率	3.30%	3.30%

以下の表は、確定給付債務の見積りに使用した数理計算上の前提条件を年度末時点で合理的に変更した場合に、確定給付債務に及ぼす影響を示す感応度分析である。

百万ユーロ

	割引率の0.5%上昇	割引率の0.5%低下	インフレ率の0.5%上昇	報酬の0.5%増	現在支給されている年金の0.5%増額	医療費の1%増	現役従業員と退職従業員の平均余命の1年延長

ヘルスケアプラン。						
ASEM	(1)	1	(1)		3	29

注記26.リスク及び費用における引当金-30百万ユーロ

リスク引当金及び費用引当金は、法的手続き及びその他の紛争から発生する可能性のある潜在的債務を対象としており、当社にとって有利と予想される判決の影響や、合理的な確実性をもって費用を定量化できないものについては考慮していない。
引当金の残高を決定する際は、当年度の法廷判決及びその他の紛争解決から生じると予想される費用及び、過年度に発生したポジションに関する見積りの更新の両方を考慮する。

以下の表は、リスク引当金及び費用引当金の増減を示している。

		損益に計上				
百万ユーロ		繰入	戻入	利用	合計	
	2022年12月31日現在				2023年12月31日現在	
						うち1年以内
訴訟、その他のリスク及び費用向け引当金:						
- 訴訟	6	1	(4)	-	3	*2*
- その他	6	-	-	(3)	3	-
合計	**12**	**1**	**(4)**	**(3)**	**6**	***2***
早期退職優遇引当金	29	1	-	(6)	**24**	***7***
リスク及び費用における引当金合計	**41**	**2**	**(4)**	**(9)**	**30**	***9***

訴訟引当金の3百万ユーロの減少は主に、未解決の紛争に対する引当金の損益への戻し入れを反映している。この規定は、主に労働争議に関するものである。
3百万ユーロに相当するその他のリスク及び費用引当金繰入額は、税務争訟に関する3百万ユーロの支払いにより減少した。
当社が採用した早期退職優遇制度引当金の5百万ユーロの減少は、当期における6百万ユーロの使用を反映している。

注記27. その他の非流動負債 - 20百万ユーロ

その他の非流動負債（23百万ユーロ2022年12月31日現在）は、エネルSpAがIRES目的の課税所得の計算においてIRAPの1部を控除しなかった結果、2004年から2011年にかけて追加で支払った法人所得税の払い戻しを申請（連結会社としての立場で提出）したことにより当初発生したグループ会社に対する債務8百万ユーロに係るものである。子会社に関する負債は、非流動税金資産（注記16）の認識により均衡が保たれている。
この項目には、当社が採用した早期解雇報奨金制度に係る従業員に対する負債（8百万ユーロ）（2022年度は9百万ユーロ）、及び過年度の多数のヘッジ・デリバティブ・ポジションの設定時に支払われた前払手数料（4百万ユーロ（2022年12月31日現在5百万ユーロ）に関する繰延収益の非流動部分も含まれ、これらはデリバティブ自体の全期間に対する償却計画に基づいて損益に放出される。

注記28. 営業債務-135百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
営業債務:			
- 第三者によるもの	48	58	(10)
- グループ会社に対するもの	87	97	(10)
合計	**135**	**155**	**(20)**

営業債務には主に、サービスの提供及びその他の活動に対する支払債務が含まれる。
2023年 12月31日現在の子会社に対する営業債務の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
子会社			
エンデサSA	-	1	(1)
エネル･ブラジルSA	1	-	1
エネル･グローバル･サービス Srl	53	54	(1)
エネル･グローバル･トレーディング SpA	1	1	-
エネル･グリーン･パワー SpA	5	7	(2)
エネル･グリッズSrl	6	2	4
エネル･イベリア RLU	5	6	(1)
エネル･イノベーション･ハブスSrl	5	5	-
エネル･イタリア SpA	4	7	(3)
エネル･プロドゥツィオーネSpA	1	1	-
エネルXSrl	-	2	(2)
その他	6	11	(5)
合計	**87**	**97**	**(10)**

営業債務の地域別内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
サプライヤー			
イタリア	121	134	(13)
EU	7	15	(8)
非-EU欧州	1	-	1
その他	6	6	-
合計	**135**	**155**	**(20)**

注記29. その他の流動金融負債 - 226百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
繰延金融負債	213	205	8
その他の項目	13	33	(20)
合計	**226**	**238**	**(12)**

その他の流動金融負債は、主に期末時点の借入金残高に対する未払利息である。
より具体的には、繰延金融負債は主に金融負債に係る未払利息からなり、その他の項目には、2023年12月31日現在で発生しているが翌年に決済される銀行及びグループ会社に対する債務、グループ会社に代わって締結した商品為替相場に係るヘッジデリバ ティブに係る金融費用などが含まれる。

注記30. 正味財政状態及び長期金融資産・有価証券-20,113百万ユーロ

以下の表は、財政状態計算書の項目に基づく正味財務状態を示している。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
長期借入金	24	17,855	18,196	(341)
短期借入金	24	8,632	8,752	(120)
一年以内返済予定の長期借入金	24	1,179	1,430	(251)
負債に含まれる非流動金融資産	15.1	3	4	(1)
負債に含まれる流動金融資産	19.1	6,428	3,395	3,033
現金及び現金同等物	21	1,122	4,868	(3,746)
合計		**20,113**	**20,111**	**2**

2023年12月31日及び2022年12月31日現在の正味金融負債は、ESMAが2021年3月4日に発行したガイドライン39 (2021年5月5日から適用)、及びCONSOBが2021年4月29日に発行した警告通知No.5/2021 (CESR勧告及び2006年7月28日付通知No.DEM/6064293の正味財務状態に関する言及を差し替えたもの) に従って、以下に報告されている。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在		増減
		うち関連当事者取引		うち関連当事者取引	
流動性					
銀行及び郵便貯金	1,122		4,038		(2,916)
流動性資産	**1,122**		**4,038**		**(2,916)**
現金同等物	-		830		**(830)**
短期貸付資産	6,428		3,395		3,033
その他の流動金融資産	**6,428**	*5,934*	**3,395**	*2,489*	**3,033**
流動性	**7,550**		**8,263**		**(713)**
流動金融債務					
現在の銀行債務	(1)		(25)		24
その他の短期借入金	(8,631)	(8,462)	(8,727)	*(8,362)*	96
流動金融負債 (負債性金融商品を含む)	**(8,632)**		**(8,752)**		**120**
一年以内返済予定の長期銀行借入金	(1,179)		(1,430)		251
非流動金融負債 (一年以内返済予定)	**(1,179)**		**(1,430)**		**251**
流動金融債務	**(9,811)**		**(10,182)**		**371**
正味流動金融負債	**(2,261)**		**(1,919)**		**(342)**
非流動金融負債					
長期銀行借入金	(1,316)		(1,527)		211
ノンバンク・ファイナンス (リース)	-		-		-
その他の長期借入金	(14,274)		(12,407)		(1,867)
非流動金融債務 (一年以内返済予定及び負債性金融商品を除く)	**(15,590)**		**(13,934)**		**(1,656)**
社債	**(2,265)**		**(4,262)**		**1,997**
営業債務及びその他の重要な資金調達要素を有する無利子非流動負債	**-**		**-**		-
非流動金融負債	**(17,855)**		**(18,196)**		**341**
CONSOBの指針による純金融負債	**(20,116)**		**(20,115)**		**(1)**
長期貸付資産	**3**		**4**		**(1)**
正味金融債務	**(20,113)**		**(20,111)**		**(2)**

この正味財産状態計算書には、デリバティブに関する金融資産及び金融負債は含まれていない。なぜなら、デリバティブ契約は、たとえヘッジ会計上のヘッジとして指定されていないとしても、いかなる場合においても、当グループがヘッジ目的で締結しているからである。2023年12月31日現在、当該金融資産及び負債は、財政状態計算書上、以下の科目の下に区分して表示されている。「非流動金融デリバティブ資産」261百万ユーロ (2022年12月31日現在349百万ユーロ)、「流動金融デリバティブ資産」76百万ユーロ (2022年12月31日現在390百万ユーロ)、「非流動金融デリバティブ負債」は620百万ユーロ (2022年12月31日現在663百万ユーロ)、さらに「流動金融デリバティブ負債」は106百万ユーロ (2022年12月31日現在178百万ユーロ)。

注記31. その他の流動負債 - 4,395百万ユーロ

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
税金負債	1,320	35	1,285
グループ会社に対する支払額	825	739	86
従業員、レクリエーション／援助協会への支払額	23	20	3
社会保障機構への未払額	10	9	1
保証金及び弁済のための顧客からの預り金	2	2	-
その他	2,215	2,068	147
合計	**4,395**	**2,873**	**1,522**

納税負債は1,320百万ユーロで、国内連結納税メカニズムに参加している企業の法人所得税（IRES）に対する税務当局への納付額（1,239百万ユーロ、2022年12月31日時点では30百万ユーロ）、エネルグループVATに参加している企業の2023年第4四半期のグループVATに対する負債76百万ユーロ、及び給与所得者の源泉徴収に対する負債4百万ユーロが含まれる。
グループ会社に対する支払額は825百万ユーロであった。これらの内訳は、連結納税制度に基づくIRES負債に係る未払金523百万ユーロ（12月31日現在456百万ユーロ2022）及びグループ付加価値税に係る未払金301百万ユーロ（2022年12月31日現在283百万ユーロ）である。86百万ユーロの増加は、上述の債務ポジションの進展を反映したものである。
「その他」の項目は2,215百万ユーロで、主に、株主への配当金支払債務が2,184百万ユーロ含まれており、これは2023年度の中間配当金支払債務に相当し、2024年1月23日の基準日に保有する自己株式分を差し引いたものである。

注記32. 金融商品

32.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号でによって定められた金融資産の各カテゴリーの帳簿価額を、流動金融資産及び非流動金融資産を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	32.1.1	**3**	**4**	**8,145**	**8,620**
FVTOCIで測定される金融資産					
その他の会社への株主持分投資	32.1.2	8	7	-	-
FVOCIで測定される金融資産合計		**8**	**7**	**-**	**-**
FVTPLで測定される金融資産					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融資産	34	122	199	76	156
FVTPLで測定される金融資産合計		**122**	**199**	**76**	**156**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	34	139	150	-	234
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融資産の合計		**139**	**150**	**-**	**234**
合計		**272**	**360**	**8,221**	**9,010**

流動及び非流動デリバティブ金融資産の認識及び分類の詳細については、注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細については、注記32.1.2「その他の包括利益を通じて公正価値で測定する金融資産（FVOCI）」を参照のこと。

32.1.1 償却原価で測定する金融資産

以下の表は、金融資産の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融資産と固定金融資産に分けて示している。

百万ユーロ	非流動			流動	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	注記	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
現金及び現金同等物	**-**	-	21	**1,122**	**4,868**
営業債権	**-**	-	17	**167**	**294**
グループ会社からの貸付資産					
企業間当座預金の貸付資産	-	-	19.1	5,934	2,489
その他の金融資産	-	-		15	524
グループ会社からの金融資産合計	**-**	-		**5,949**	**3,013**
他者からの貸付資産					
店頭デリバティブ取引に係る証拠金契約の担保金	-	-	19.1	482	389
その他の金融資産	3	4		10	25
他者からの金融資産合計	**3**	**4**		**492**	**414**
その他の金融資産	**-**	-		**415**	**31**
合計	**3**	**4**		**8,145**	**8,620**

2022年と比較した主な変更点は以下の通り。

- 現金及び現金同等物の減少3,746百万ユーロは、主にグループ会社からの期間中の受取配当金の減少を反映している。
- グループ会社からの貸付資産が2,936百万ユーロ増加。これは主にグループ会社との間で保有する会社間当座預金口座の貸付資産の増加（3,445百万ユーロ）を反映しており、エネル・グローバル・トレーディングに発行されたリボルビング信用枠の一部返済によるその他の金融資産の減少（509百万ユーロ）により一部相殺された。
- デリバティブ取引の取引相手に支払われる現金担保が93百万ユーロ増加。
- その他の金融資産における384百万ユーロの増加は、子会社が承認し2023年12月31日現在も未払いとなっている配当金の増加を反映している。

償却原価で測定する金融資産の減損損失

2023年12月31日現在の償却原価で測定した金融資産は8,148百万ユーロで、2023年12月31日現在の予想信用損失引当金26百万ユーロ (2022年度末は11百万ユーロ) を差し引いて認識されている。

当社は主に減損テストの対象となる償却原価で測定される以下の種類の金融資産を保有している。

- 現金及び現金同等物
- 営業債権
- 貸付資産
- その他の金融資産

現金及び現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微である。

予想信用損失 (ECL) は、デフォルト確率 (PD)、デフォルト損失 (LGD)、及びデフォルト時エクスポージャー (EAD) を使用して決定され、契約に従って支払われるすべての契約上のキャッシュ フローと、当初の実効金利 (EIR) で割り引いて受け取る(すなわち不足分の全額)と予想されるすべてのキャッシュ フロー額である。

金融資産の性質及び利用可能な信用リスク情報に応じて、信用リスクの増加の評価は以下のとおり実施することができる。

- 債権が個別に重要である場合、及び合理的かつ裏付け可能な情報に基づいて減損が個別に特定されたすべての債権については、個別ベース。
- 合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、又は個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく入手可能ではない場合には、一括ベース。

金融資産全体又はその一部の回収の合理的な見込みがない場合は金融資産の帳簿価額の総額を減額する。

評価減は認識の中止が発生したことを表す（例、キャッシュ・フローに対する権利が法的又は契約的に消滅、移転又は失効）。

以下の表は、償却原価で測定される金融資産の種類ごとの予想損失を示している。

百万ユーロ						
	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
	総帳簿価額	予想信用損失引当金	合計	総帳簿価額	予想信用損失引当金	合計
現金及び現金同等物	1,122	-	1,122	4,868	-	4,868
営業債権	188	21	167	300	6	294
グループ会社からの貸付資産	5,949	-	5,949	3,013	-	3,013
他者からの貸付資産	497	5	492	419	5	414
その他の受取債権	418	-	418	35	-	35
合計	**8,174**	**26**	**8,148**	**8,635**	**11**	**8,624**

予想信用損失を測定するため、当社は個別ベース及び集合ベースの両方で、簡便法を用いて営業債権及び契約資産を評価する。
個別評価の場合は、PDは通常外部プロバイダーから取得する。
それ以外、一括評価における、営業債権は、デフォルトの特定定義を考慮して、共通の信用リスク特性及び延滞ポジションに関する情報に基づきグループ化される。
当社では、主に180日間の延滞を一つのデフォルト状態として定義する。従って、この期限後の営業債権には信用減損が生じたと推定される。

以下の表は、金融資産及び営業債権に係る予想信用損失引当金の変動を示している。

百万ユーロ	予想信用損失引当金					
	金融資産			営業債権		
	個人	コレクティブ	合計	個人	コレクティブ	合計
2022年1月1日 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**1**	**6**	**7**
減損損失	-	-	-	-	-	
利用	-	-	-	(1)	-	(1)
戻入	-	-	-	-	-	
2022年12月31日現在 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**
減損損失	-	-	-		17	17
利用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	(2)	(2)
2023年12月31日現在合計 IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**21**	**21**

32.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産 (FVOCI)

このカテゴリーには主に、当初認識時に取消不能の形で指定された非上場会社に対する持分投資が含まれる。
8百万ユーロに相当する他社への出資は、基本的にエネルSpAがエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッドSA (Empresa Propietaria de la Red SA) に保有する出資によるものである。
2023年12月31日現在、持分投資の公正価値は、割引キャッシュ・フロー法を用いたインカム・アプローチによる独立した評価に基づいて決定された。

32.1.3 純損益を通じて公正価値で測定する金融資産 (FVTPL)

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務をヘッジするために使用される流動及び非流動デリバティブのみが含まれる。詳細は注記34.2「損益を通じて公正価値で測定するデリバティブ」を参照されたい。

32.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IFRS第9号によって定められた金融負債の各カテゴリーの帳簿価額を流動金融負債及び非流動金融負債を分類して示し、ヘッジ目的のデリバティブと純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブに分けて示したものである。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
償却原価で測定される金融負債	32.2.1	**17,855**	**18,196**	**12,143**	**12,428**
FVTPLで測定される金融負債					
FVTPLで測定されるデリバティブ金融負債	34	122	197	106	178
合計		**122**	**197**	**106**	**178**
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	34	498	466	-	-
合計		**498**	**466**	**-**	**-**
合計		**18,475**	**18,859**	**12,249**	**12,606**

流動及び非流動のデリバティブ金融負債の認識及び分類の詳細については、注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。
公正価値測定の詳細については、注記35「公正価値測定」を参照のこと。

32.2.1償却原価で測定される金融負債

以下の表は、金融負債の性質に応じて償却原価で計算したものを、流動金融負債と固定金融負債に分けて示している。

百万ユーロ		非流動		流動	非流動	
	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	注記	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
長期借入金	24	17,855	18,196		1,179	1,430
短期借入金		-	-	24	8,632	8,752
営業債務		-	-	28	135	155
その他の流動金融負債		-	-	31	2,197	2,091
合計		**17,855**	**18,196**		**12,143**	**12,428**

その他の流動金融負債には、基本的に、2024年1月23日を基準日として保有する自己株式分を控除した2023年度の中間配当金負債に代表される、株主への配当金負債2,184百万ユーロが含まれる。

借入金

長期借入（12か月以内返済該当分を含む）-19,034百万ユーロ

長期借入は、ユーロ建て及びその他の通貨建ての社債、銀行借入、グループ会社からの借入金を指し、12か月以内に返済期限が到来する部分（1,179百万ユーロ相当）を含め、19,034百万ユーロに2023年12月31日時点で達している。
以下の表は、12ヶ月以内に返済期限が到来する部分を含む、2023年12月31日現在の長期借入金の額面金額、帳簿価額及び公正価額を、借入 金の種類及び金利の種類別に分類したものである。上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場の負債性金融商品については、各金融商品のカテゴリーに適した評価技法と、当グループの信用スプレッドを含む報告日の関連市場データを用いて公正価値を決定する。

			流動	支払期限				流動	支払期限		
百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	部分	12か月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	部分	12か月超	公正価値	帳簿価額
	2023年12月31日現在					2022年12月31日現在					増減
社債:											
- 固定利率	2,446	2,433	749	1,684	2,563	3,601	3,584	-	3,584	3,672	(1,151)
- 変動利率	678	678	97	581	690	775	775	97	678	823	(97)
合計	**3,124**	**3,111**	**846**	**2,265**	**3,253**	**4,376**	**4,359**	**97**	**4,262**	**4,495**	**(1,248)**
銀行借入金:											
- 変動利率	1,516	1,516	200	1,316	1,545	1,527	1,527	-	1,527	1,548	(11)
合計	**1,516**	**1,516**	**200**	**1,316**	**1,545**	**1,527**	**1,527**	**-**	**1,527**	**1,548**	**(11)**
ノンバンクによる融資:											
- 固定金利リース	1	1	1	-	1	1	1	1	-	1	-
合計	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**-**
グループ会社からの借入金:											
- 固定利率	11,899	11,899	86	11,813	10,343	13,186	13,186	1,286	11,900	10,730	(1,287)
- 変動利率	2,507	2,507	46	2,461	2,546	553	553	46	507	568	1,954
合計	**14,406**	**14,406**	**132**	**14,274**	**12,889**	**13,739**	**13,739**	**1,332**	**12,407**	**11,298**	**667**
固定利率借入金合計	**14,346**	**14,333**	**836**	**13,497**	**12,907**	**16,788**	**16,771**	**1,287**	**15,484**	**14,403**	**(2,438)**
変動利率借入金合計	**4,701**	**4,701**	**343**	**4,358**	**4,781**	**2,855**	**2,855**	**143**	**2,712**	**2,939**	**1,846**
合計	**19,047**	**19,034**	**1,179**	**17,855**	**17,688**	**19,643**	**19,626**	**1,430**	**18,196**	**17,342**	**(592)**

借入金の満期分析については注記33「リスク管理」を、公正価値測定のインプットについては注記35「公正価値測定」を参照されたい。

下表は、通貨別及び金利別の長期借入金である。

通貨･金利別長期借入金

百万ユーロ	帳簿価額		額面価額	現在の名目平均金利	現在の実効金利
	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2023年12月31日現在		
ユーロ	**17,476**	**18,047**	**18,050**	**2.5%**	**2.5%**
米国ドル	1,495	316	316	6.1%	6.1%
英ポンド	655	671	681	5.7%	5.9%
その他の通貨	-	-	-	0%	0%
ユーロ以外の通貨合計	**2,150**	**987**	**997**		
合計	**19,626**	**19,034**	**19,047**		

以下の表は、長期債務の名目価額の変動を報告している。

百万ユーロ	額面価額	返済	新規借入	その他	為替換算差額	額面価額	額面価額
	2022年12月31日現在						2023年12月31日現在
社債	4,376	(1,269)	-	-	17		**3,124**
銀行借入金	1,527	(200)	200	-	(11)		**1,516**
ノンバンク	1	(1)	1	-	-		**1**
グループ会社からの借入金	13,739	(1,333)	2,000	-	-		**14,406**
合計	**19,643**	**(2,803)**	**2,201**	**-**	**6**		**19,047**

2022年12月31日と比べ、長期債務の名目価値は、主に以下の理由により、全体として596百万ユーロの減少を示した。

- 1,269百万ユーロの社債の返済を実施し、うち1,172百万ユーロは、米ドル建てハイブリッド社債に関するもので、2023年の最初の数か月間に部分的な公開買付けが行われ、2023年9月に全額返済された。
- グループ会社による1,333百万ユーロの借入返済は、エネル･ファイナンス･インターナショナルNVが2023年7月に付与した2,000百万ユーロの新規変動金利ローンによって相殺された。

以下の表は、2023年に取得した銀行借入の特徴を示している。

新規借入

ローンの種類	発行者	発行日	融資額(百万ドル)	通貨	利率(%)	金利タイプ	発行日
銀行借入金							
	エネルSpA	2023年7月24日	200	ユーロ	ユーリボー 3M + 0.35%	フローティング	2024年5月3日
グループ会社からの融資							
	エネルSpA	2023年7月31日	2,000	ユーロ	ユーリボー 6M + 0.50%	フローティング	2026年7月31日
合計			**2,200**				

新規の銀行借入はリボルビング･クレジット･ラインによるもので、2023年12月31日に全額返済された。グループ会社からの資金調達はエネル･ファイナンス･インターナショナルNVが行った。

当社の主な長期金融負債は、国際的な商慣行において一般的に採用されているコベナンツによって管理されている。これらの借入金は主に、グローバル／ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠内で実施された社債の発行、劣後非転換型ハイブリッド債の発行、エネルSpA及びエネル・ファイナンス・インターナショナルNVが2021年3月5日に複数銀行プールから取得し、2022年5月11日に修正された135億ユーロを上限とするリボルビング・ファシリティ契約、エネルSpAが2020年10月15日に複数銀行プールから取得した10億ユーロを上限とするサステナビリティ連動ローン・ファシリティ契約、ウニ・スパがエネルSpAに供与した融資によって表される。50億ユーロ、エネルSpAが2020年10月15日に銀行プールから取得した10億ユーロを上限とするサステナビリティ連動ローン・ファシリティ契約、ウニクレディト・スパがエネルSpAに供与したローン、及びエネルSpAが2021年10月5日にバンク・オブ・アメリカ・ヨーロッパ指定活動会社から取得した3億4875万ドル (署名日時点で3億ユーロに相当) のファシリティ契約である、本サステナビリティ・リンク・ファイナンス契約は、2022年9月30日にエネル・ファイナンス・アメリカLLC (EFA) を借入人、エネルSpA (保証人) を引受人として、EKFデンマーク輸出信用機関 (EKF) [1]及びシティとの間で総額8億ドルを上限とするEKFファシリティ (以下「EKFファシリティ」) により調印された。

当社及びエネル・ファイナンス・インターナショナルNV (これには、エネルSpAが保証するエネル及びエネル・ファイナンス・インターナショナルNVのグリーンボンドが含まれており、グループのいわゆる適格グリーンプロジェクトの資金調達に使用されている)のグローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノーツ・プログラムの枠組みの中で実施される債券発行に関する主なコベナンツと、エネル・ファイナンス・インターナショナルNV が米国市場で発行した債券に関するコベナンツは、以下のように要約することができる。

- 同一債務負担が当該債券に均等又は比例按分により提供されない限り、発行者及び保証人又は一部に抵当権、先取特権、又はその他の債務を設定したり維持したりすることができない、担保提供制限条項
- 社債及び付随する証券が、発行者及び保証人の直接、無条件、無担保の債務を構成し、それらの間で優先権なく発行された下で、発行者及び保証人の現在及び将来の、他の劣後無担保債券と、少なくとも同じ優先順位を持つことを定める、パリパス条項
- 発行者、保証人、又は重要な子会社の特定の金融負債 (閾値水準を超えた) に関する債務不履行事由の発生の下で、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定める、クロス・デフォルト条項

2019年以来、エネル・ファイナンス・インターナショナルNVは、国連の持続可能な開発目標 (SDGs) の達成に向けて、欧州市場 (ユーロ・ミディアム・ターム・ノート (EMTN) 債券発行プログラムの一環として)及び米国市場において、エネルSpAの保証を受けた「サステナブル」債券を多数発行してきた。2022年、エネル・ファイナンス・アメリカLLCは、エネルSpAが保証する同種のサステナビリティ連動債をアメリカ市場で発行した。

当社の解散又は清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債を含むエネルSpAのハイブリッド債をカバーに係る主なコベナンツは以下のとおりである。

- 劣後条項。各ハイブリッド債券は、発行体の他のすべての債券に劣後し、発行された他のハイブリッド金融商品と同じ優先順位を有し、資本性金融商品よりも高い優先順位を有する。
- 発行者の直近の義務全てを承継しない限り、他の会社との合併、会社の資産の全部又は重要な部分の他の会社への売却又はリースを禁止する。

1 再編成後、2023年にEKFはデンマーク輸出投資基金 (EIFO) に統合された。

エネルSpAが締結したリボルビング・ファシリティ契約及びその他のローン契約の主なコベナンツは実質的に類似しており、以下のように要約できる。[2]

- **この条項では、借り手及び場合によっては重要な子会社は、特定の金融負債を担保するために、それぞれの資産の全部又は一部に抵当権、先取特権、その他の担保権を設定することができない、担保提供制限条項**
- **明示的に許可された処分を除き、債務者及び場合によってはエネルの子会社は、その資産又は事業の重要な部分を処分することができない、処分条項**
- **債務者の支払引受が、他の無担保及び劣後支払義務と同じ順位とされる、パリパス条項。**
- **(i)エネルの経営権がイタリア国以外の1つ又は複数の当事者に取得された場合、又は(ii)エネル又はその子会社がグループの資産の大部分をグループ外の当事者に譲渡し、グループの財務的信頼性が著しく損なわれた場合に発動される支配権変更条項。2つの状況のいずれかが発生した場合、(a)融資条件の再交渉、又は(b)借り手による融資の強制繰り上げ返済が生じる可能性がある。**
- **発行者、保証人、又は重要な子会社の特定の金融負債（閾値水準を超えたもの）に関する債務不履行事由が発生した場合に、当該負債に関して債務不履行を構成し、直ちに返済期限が到来することを定めるものである、クロス・デフォルト条項。**

考慮された全ての借入金では、例えば、支払不能、破産手続又は企業の取引停止といった国際的な商慣行に典型的な債務不履行事由を特定している。

現在までのところ、上記のどの条項も発動されていない。

最後に、エネルSpAは、ローン契約に関連するコミットメントに関連して、多数のグループ会社のために一定の保証を発行したことに留意すべきである。これらの保証及び関連するローン契約には、国際的なビジネス慣行として一般的な、保証人であるエネルSpAが負担する一定の条項及び債務不履行事由が含まれている。

---

2 EKFのクレジットラインには「風評被害」条項が設けられており、この条項の下で、EKFは、一定の規制に対する重大な違反の結果として、EKF自身またはデンマーク国家の風評被害を被ったことが確認された場合には、EKFが引き受けた資金コミットメントの取り消し及び実行済融資の早期返済を要求することができる。また、特定の環境的・社会的規制および基準の遵守を確保するという保証人のコミットメントも規定している。

ヘッジ後の債務構造

以下の表は、為替リスクのヘッジが長期債務総額（向こう12ヶ月以内に満期を迎える部分を含む）に及ぼす影響を示している。

百万ユーロ	2023年12月31日現在					2022年12月31日現在				
	当初の債務構造			ヘッジ債務	ヘッジ後の債務構造	当初の債務構造			ヘッジ債務	ヘッジ後の債務構造
	帳簿価額	額面価額	%			帳簿価額	額面価額	%		
ユーロ	18,047	18,050	94.77%	997	19,047	17,476	17,480	89%	2,163	19,643
米国ドル	316	316	1.66%	(316)	-	1,495	1,498	8%	(1,498)	-
英ポンド	671	681	3.58%	(681)	-	655	665	3%	(665)	-
合計	19,034	19,047	100.0%	-	19,047	19,626	19,643	100.0%	-	19,643

以下の表は、報告日現在の長期借入債務総額に対する金利リスク・ヘッジの効果を示している。

%	2023年12月31日現在		2022年12月31日現在	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
変動金利	25.0	18.0	15.0	8.0
固定利率	75.0	82.0	85.0	92.0
合計	100.0	100.0	100.0	100.0

短期借入金 - 8,632百万ユーロ

以下の表は、2023年12月31日現在の短期借入金を種類別に示したものである。

百万ユーロ			
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
第三者からの借入金			
銀行借入金	-	25	(25)
銀行借入（普通預金）	1	-	1
店頭デリバティブのCSAに対する現金担保の受取額	169	365	(196)
合計	170	390	(220)
グループ取引先からの借入金			
グループ会社からの短期借入金（連結会社間当座預金）	3,962	5,362	(1,400)
グループ会社からのその他の短期借入金	4,500	3,000	1,500
合計	8,462	8,362	100
合計	8,632	8,752	(120)

割引の影響は軽微であるため、現在の借入金の公正価値は帳簿価額と同額である。

32.2.2 純損益を通じて公正価値で測定される金融負債 (FVTPL)

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに関連する流動及び非流動デリバティブ金融負債のみが含まれる。詳細は注記34.2「純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブ」に記載されている。

32.2.3 純利得／(損失)

デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純利得及び損失を示す表は以下の通りである。

百万ユーロ	その他の利得／(損失)		うち減損(損失)／利得
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在
償却原価で測定される金融資産	444	371	-
FVTOCIで測定される金融資産	-	-	-
償却原価で測定される金融負債	(846)	(695)	-

デリバティブによる純利得及び損失に関する詳細は、注記7「デリバティブから生じた純金融収益／(費用)」を参照のこと。

注記33. リスク管理

財務リスク

事業の一環として、当社は多種の金融リスク、特に金利リスク、通貨リスク、信用リスク、取引先リスク、流動性リスク等の様々な財務リスクに晒されている。
エネルSpAは、社内委員会、専用方針、営業制限からなる財務リスク管理システムを採用している。その目的は、予期せぬ業績の変動を防ぐために財務リスクを適切に軽減することであり、その一方で、発生する可能性のある機会を捉える可能性を排除することではない。

金利リスク及び為替リスク

産業持株会社としての業務の一環として、エネルSpAは様々な市場リスク、特に金利と為替レートの変動リスクにさらされている。
金利リスクと為替リスクは、主に金融商品の存在によって生じる。
当社が保有する主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の借入金、デリバティブ取引、デリバティブ取引の現金担保及び営業債務が含まれる。これらの金融商品の主な目的は、会社の運営資金を調達することである。
当社が保有する主な金融資産には、ローン資産、デリバティブ、デリバティブ契約の担保として提供された現金預金、現金及び現金同等物、短期預金、ならびに営業債権が含まれる。詳細は注記32「金融商品」を参照のこと。
金利リスク及び為替リスクに対するエクスポージャーの源泉は、前年度から変化していない。
親会社であるエネルSpaは、財務管理機能の一部と、金利及び為替レートに関する金融デリバティブ契約に関する金融市場へのアクセスを一元化している。この活動の一環として、エネルSpaはグループ各社と市場との仲介役を務め、相当なポジションを取るが、エネルSpaが上記のリスクにさらされることはない。
2023年、当グループはEMIR(規則(EU) No.648/2012)に基づき設定されたすべての資産クラスの清算基準値を下回り、清算義務の対象とならない非金融取引当事者としての分類を維持した。

2023年12月31日現在の金融デリバティブ商品の取引高は以下のとおりであり、各クラスの金融デリバティブ商品の想定元本は以下の通りである。
デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが交換される金額である。当該金額は、値又は量(トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される)で表示される。

ここに報告されているデリバティブの想定元本は、当事者間で交換された金額を表すものではないため、当社の信用リスク・エクスポージャーを示す尺度ではない。

金利リスク

金利リスクとは、市場金利の変動により金融商品の公正価値又は将来キャッシュ・フローが変動するリスクのことである。
当社の金利リスクは、変動金利の金融負債に対する利払いに関連するフローの変化、新たな負債性金融商品の交渉における財務条件の変化、又は一般的に固定金利の負債性金融商品である公正価値で測定される金融資産/負債の価値の不利な変化として顕在化する。
金利リスクは、金利変動にさらされる負債額を減らし、資金コストを抑制して業績の変動を抑えるという2つの目標に基づいて管理されている。
この目的は、契約の種類別、満期別、金利別に金融負債のポートフォリオを戦略的に分散し、金利スワップや金利オプションを中心とした店頭デリバティブを利用した特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することを通じて達成される。

未履行契約の想定元本は以下の通りである。

百万ユーロ	想定元本	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	5,652	5,246
合計	**5,652**	**5,246**

このようなデリバティブの期間は原金融負債の満期を超えないため、そのような契約の公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローのいかなる変動も、対応するヘッジ対象ポジションの公正価値及び／又は期待キャッシュ・フローの対応する変動によって相殺される。
金利スワップは通常、変動金利の金利フローを固定金利の金利フローと定期的に交換するもので、いずれも想定元本を基に計算される。

当年度末における想定元本は5,652百万ユーロ(2022年12月31日現在5,246百万ユーロ)であり、うち1,490百万ユーロは当社持分の債務のヘッジ、4,162百万ユーロはグループ会社の債務のヘッジであり、これらは想定元本と同額を市場で仲介している。想定元本全体の増加は主に以下の要因によるものである。

- e-distribuzioneに代わって総額1,000百万ユーロの新規金利スワップ取引を行った。
- 594百万ユーロの金利スワップが満期期限に達し、償却の結果減少した。

金利デリバティブの詳細は、注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

金利リスク・ヘッジを行っていない変動金利借入残高は、市場金利が上昇した場合に損益に悪影響を及ぼす（借入コストを増加させる）主なリスク要因である。
2023年12月31日現在、中長期の金融負債総額の25%が変動利率（2022年12月31日現在で15%）である。IFRS第9号に従って有効とみなされる金利のヘッジを考慮すると、2023年12月31日時点で、長期金融債務総額の82%がヘッジされている(2022年12月31日現在92%、)。ヘッジ会計の対象とならない運用上のヘッジとして扱われるデリバティブを含めても、比率は基本的に変わらない。

金利リスクの感応度分析

当社は、金利変動が金融商品のポートフォリオに与える影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
より具体的には、感応度分析は、市場シナリオが金融デリバティブの公正価値及び金融デリバティブを用いてヘッジされていない長期債務の総額に及ぼす影響を、キャッシュ・フロー・ヘッジの構成要素については資本に、公正価値ヘッジの部分については純損益に及ぼす潜在的な影響を測定する。
これらのシナリオは、報告日時点のイールドカーブの平行な上昇と下降をシミュレートすることによって得られる。
感応度分析の方法及び前提条件については、前年度と比較して変更はない。

他のすべての変数が一定の場合、税引前利益は次のような影響を受ける。

百万ユーロ

		2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
		損益に対する税引前影響		株主持分に係る税引前影響		損益に対する税引前影響		株主持分に係る税引前影響	
	ベーシスポイント	増加	減少	増加	減少	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の変動金利長期債務に係る金融費用の増減	25	8.5	(8.5)	-	-	3.9	(3.9)	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	25	4.5	(4.5)	-	-	3.5	(3.5)	-	-
ヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動。									
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	9.2	(9.2)	-	-	12.0	(12.0)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	-	-	-	-

通貨リスク

為替変動リスクとは、為替レートの変動により金融商品の公正価値又は将来のキャッシュ・フローが変動するリスクを意味する。
エネル SpAにとって、通貨リスクの主な原因は、ユーロ以外の通貨建て金融商品、主として外貨建債券の存在である。
為替リスクへのエクスポージャーは前年度から変化していない。
詳細は注記32「金融商品」を参照のこと。
為替レートの変動に対するエクスポージャーを最小限に抑えるため、当社は通常、通貨フォワードやクロスカレンシー金利スワップなど、さまざまな店頭デリバティブを利用している。このような契約の期間は、基礎となるエクスポージャーの満期を超えない。
通貨フォワードとは、契約当事者が異なる通貨建ての元本を特定の将来の日付と為替レートで交換することに合意する契約 (ストライク) である。当該契約では、2つの元本金額の実際の交換 (デリバラブル・フォワード) 、又は予約実効レートと満期時の為替レートの差異によって算出される差金の支払 (ノンデリバラブル・フォワード) が求められることがある。
クロスカレンシー金利スワップは、外貨建ての長期固定金利負債又は変動金利負債をユーロ建ての同等の変動金利負債又は固定金利負債に変換するために使用される。これらの金融商品は、想定元本が異なる通貨建てであることに加え、定期的なキャッシュ・フローの交換と最終的な元本の交換の両方を提供するという点で、金利スワップとは異なる。

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の未決済取引の想定元本をヘッジ対象の種類別に分類したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
為替デリバティブ		
通貨先物:	6,129	14,065
- 商品の為替リスク・ヘッジ	4,849	10,252
- 将来キャッシュ・フローのヘッジ	773	2,656
-その他の通貨先物	507	1,157
通貨間金利スワップ	1,969	3,104
合計	**8,098**	**17,169**

具体的には以下を含む。

- 想定元本総額4,849百万ユーロの通貨先渡契約。うち2,424百万ユーロは、グループ会社によるエネルギー商品の購入に関連する為替リスクをヘッジするためのもので、市場とのマッチング取引が行われている。
- 想定元本773百万ユーロの通貨先渡契約は、ユーロ以外の通貨で予想されるその他のキャッシュ・フローに関連する通貨リスクをヘッジするためのもので、うち442百万ユーロは市場取引によるものである。
- 想定元本507百万ユーロの通貨先渡契約。うち273百万ユーロロは、投資支出（243百万ユーロ）及び若干の程度ではあるが営業支出の為替リスクをヘッジするための市場取引である。
- 想定元本1,969百万ユーロのクロスカレンシー金利スワップは、エネルSpA又はその他のグループ会社のユーロ以外の通貨建債務の為替リスクをヘッジするためのものである。

詳細は注記34「デリバティブ及びヘッジ会計」を参照のこと。

グループの債務を分析すると、中長期債務総額の5.2%がユーロ以外の通貨建てであることがわかる。

為替ヘッジ及び当社の表示通貨又は機能通貨で表示されている外貨建債務の一部を考慮し、クロスカレンシー金利スワップを使用して完全にヘッジされている。

通貨リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオに係る為替レート変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析している。
より具体的には、感応度分析は、市場シナリオが金融デリバティブの公正価値及び金融デリバティブを用いてヘッジされていない長期債務の総額に及ぼす影響を、キャッシュ・フロー・ヘッジの構成要素については資本に、公正価値ヘッジの部分については純損益に及ぼす潜在的な影響を測定する。
当該シナリオは、報告日現在で観察された価値と比較した、全ての通貨に対するユーロの上昇/下落のシミュレーションを行うことで得られる。
感応度分析の方法及び前提条件については、前年度と比較して変更はない。

他のすべての変数が一定の場合、税引前利益は次のような影響を受ける。

百万ユーロ

		2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
		損益に対する税引前影響		株主持分に係る税引前影響		損益に対する税引前影響		株主持分に係る税引前影響	
	為替レート	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安	ユーロ高	ユーロ安
ヘッジ後の長期変動金利長期債務に係る金融費用の増減	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
非ヘッジ手段に分類されるデリバティブの公正価値の変動	10%	10.1	(12.3)	-	-	(0.1)	0.1	-	-
ヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動。									
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(108.2)	132.2	-	-	(186.1)	227.5
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

信用リスク及び取引先リスク

信用リスクとは、金融取引における取引相手の信用度が悪化し、債権者の立場に不利な影響を及ぼす可能性のことである。当社は、デリバティブ取引、銀行及び金融機関への預金、外国為替取引及びその他の金融商品を含む金融活動から生じる信用リスクにさらされている。

信用リスクへのエクスポージャーの源泉は前年度と変わっていない。

当社の金融信用リスク管理は、市場及び社内評価に基づいて、信用度の高いイタリア及び国際的な大手金融機関の中から取引先を選択し、その中でエクスポージャーを分散させることに基づいている。信用エクスポージャー及び関連する信用リスクは、当グループのリスクを管理するためのガバナンス・ルールに定められている方針及び手続きに基づき、リスクの監視を担当する部署が定期的に監視されており、また、削減可能な措置が迅速に特定されるように設計されている。

この一般的な枠組みの中で、エネルSpAは、業務を行っている主要な金融機関と、現金担保の交換を求める証拠金契約を締結し、信用リスクへのエクスポージャーを大幅に軽減している。

貸付資産

百万ユーロ

ステージング	予想信用損失引当金の計上基準	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
	2023年12月31日現在				
正常債権	12ヵ月ECL	0.08%	6,446	5	6,441
不採算	ライフタイムECL		-	-	-
不採算			-	-	-
合計			**6,446**	**5**	**6,441**

営業債権及びその他の金融資産：一括評価

百万ユーロ	2023年12月31日現在			
	平均損失率 (PD*LGD)	総帳簿価額	予想信用損失引当金	帳簿価額
営業債権				
支払期限前営業債権		136	-	136
支払期限経過営業債権：				
- 1～180日	20.12%	13	3	10
- 180日超 (信用減損)	45.61%	39	18	21
営業債権合計		**188**	**21**	**167**
その他の金融資産				
支払期限前その他の金融資産		418	-	418
その他の延滞金融資産		-	-	-
その他の金融資産合計		**418**	**-**	**418**
合計		**606**	**21**	**585**

流動性リスク

流動性リスクとは、現金又は別の金融資産を交付することで決済される金融負債に関連する債務を履行することが困難になるリスクである。
流動性リスク管理方針の目的は以下の通りである。
＞　会社の適切な流動性を確保し、関連する機会費用を最小限に抑える。
＞　満期プロファイルと資金調達源の面でバランスの取れた負債構造を維持する。
短期的には、現金及び短期預入金、利用可能なコミットメント信用枠、及び流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能な資源の適切な水準の維持により流動性リスクは軽減される。
長期的には、バランスのとれた満期プロファイルを維持し、金融商品、市場／通貨、カウンターパーティーの観点から資金調達源を多様化することにより、流動性リスクを軽減する。
2023年12月31日現在、エネルSpAは合計1,122百万ユーロの現金又は現金同等物 (2022年12月31日現在4,868百万ユーロ) 、及び8,250百万ユーロのコミットメントラインを有しており、その全額が1年超で満期となる (2022年12月31日現在8,300百万ユーロ) 。

満期分析

以下の表は、当社の長期借入債務の満期プロファイルをまとめたものである。

百万ユーロ	満期				
	3か月未満	3か月以上1年未満	1年から2年の間	2年から5年の間	5年以上
社債:					
- 固定利率	-	749	-	849	835
- 変動利率	-	97	97	194	290
合計	**-**	**846**	**97**	**1,043**	**1,125**
銀行借入金:					
- 変動利率	-	200	316	1,000	-
合計	**-**	**200**	**316**	**1,000**	**-**
ノンバンクによる融資:					
- 固定金利リース	-	1	-	-	-
合計	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**
グループ会社からの借入金:					
- 固定利率	43	43	86	759	10,968
- 変動利率	23	23	46	2,415	-
合計	**66**	**66**	**132**	**3,174**	**10,968**
合計	**66**	**1,113**	**545**	**5,217**	**12,093**

金融資産及び金融負債の相殺

以下の表は、純金融資産及び負債を報告している。より具体的には、当社は資産と負債を相殺する予定がないため、個別財務諸表にはデリバティブのネッティング取決めがないことを示している。現行の市場規制が想定している通り、またデリバティブを含む取引を保証するため、エネルSpAは大手金融機関と現金担保の交換を求める証拠金契約を締結しており、その内訳は表の通りである。

百万ユーロ						2023年12月31日現在
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				財務諸表で相殺されない関連金額		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	認識された金融資産／(負債) 総額	財政状態計算書において相殺された認識金融資産／(負債) 総額	財政状態計算書に表示されている金融資産／(負債) の純額	金融商品	現金担保で保証された金融資産／(負債) の正味部分	金融資産／(負債) 純額
金融資産						
デリバティブ資産						
-金利リスク	106	-	106	-	55	161
-通貨リスク	231	-	231	-	126	357
デリバティブ資産合計	**337**	**-**	**337**	**-**	**182**	**519**
その他の金融資産合計	**337**	**-**	**337**	**-**	**182**	**519**
金融負債						
デリバティブ負債。						
-金利リスク	(163)	-	(163)	-	168	5
-通貨リスク	(563)	-	(563)	-	124	(439)
デリバティブ負債合計	**(726)**	**-**	**(726)**	**-**	**292**	**(434)**
金融負債総額	**(726)**	**-**	**(726)**	**-**	**292**	**(434)**
純金融資産／(負債) 合計	**(389)**	**-**	**(389)**	**-**	**474**	**85**

前へ　次へ

注記34.デリバティブ及びヘッジ会計

以下の表は、デリバティブ金融資産及び負債の想定元本及び公正価値を、ヘッジ関係の種類別及びヘッジ対象リスク別に、流動デリバティブ金融資産及び負債と非流動デリバティブ金融資産及び負債に分けて報告している。
デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フローが交換される基礎となる金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv (WMR) 社が提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ資産	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ										
-金利リスク	1,000	1,000	21	42	(21)	-	-	-	-	-
-通貨リスク	950	947	118	108	10	-	1,171	-	234	(234)
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,950**	**1,947**	**139**	**150**	**(11)**	**-**	**1,171**	**-**	**234**	**(234)**
FVTPLで測定されるデリバティブ										
-金利リスク	2,073	1,819	85	129	(44)	8	59	-	-	-
-通貨リスク	281	1,630	37	70	(33)	2,961	5,617	76	156	(80)
FVTPLで測定されるデリバティブ	**2,354**	**3,449**	**122**	**199**	**(77)**	**2,969**	**5,676**	**76**	**156**	**(80)**
デリバティブ資産合計	**4,304**	**5,396**	**261**	**349**	**(88)**	**2,969**	**6,847**	**76**	**390**	**(314)**

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ負債	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ										
-金利リスク	390	2,440	49	43	6	-	-	-	-	-
-通貨リスク	739	712	449	423	26	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,129**	**3,152**	**498**	**466**	**32**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
FVTPLで測定されるデリバティブ										
-金利リスク	2,059	2,080	85	128	(43)	122	160	29	23	6
-通貨リスク	281	660	37	69	(32)	2,884	5,465	77	155	(78)
FVTPLで測定されるデリバティブ	**2,340**	**2,740**	**122**	**197**	**(75)**	**3,006**	**5,625**	**106**	**178**	**(72)**
デリバティブ負債合計	**3,469**	**5,892**	**620**	**663**	**(43)**	**3,006**	**5,625**	**106**	**178**	**(72)**

34.1　ヘッジ会計

デリバティブ取引は契約日の公正価値で当初認識され、その後公正価値で再測定される。その結果生じる利得又は損失を認識する方法は、当該デリバティブがヘッジ手段として指定されているかに依り、また指定されている場合にはヘッジ対象の性質に依る。
ヘッジ会計は、金利リスク、為替リスク、商品価格リスク (バーチャルPPAを含む) 等のリスクを低減するために行っているデリバティブ取引であって、IFRS第9号の要件を全て満たしている場合に適用される。
取引開始時に、当社はヘッジ手段とヘッジ対象の関係の他、リスク管理の目標及び戦略を文書化する。当社はまた、当社は、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローの変動を相殺する効果が高いかどうか、ヘッジの開始時及び継続時の双方における評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジにおいて、当社は当該取引の蓋然性が非常に高く、純損益に影響を与えるキャッシュ・フローにおける変動へのエクスポージャーを表示していることを評価し文書化している。
リスク・エクスポージャーの特性に応じて、当社は以下のいずれかのデリバティブを指定している。
＞　公正価値ヘッジ
＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ
当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性質及びその程度に関する詳細は、注記33「リスク管理」を参照のこと。
ヘッジ関係が有効であるためには以下の全ての要件を充たさなければならない。
＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象との間の経済的関係の存在。
＞　信用リスクによる影響が経済関係から生じた価値変動の大部分を占めていないこと。
＞　指定時ヘッジ比率はリスク管理のヘッジ比率(すなわち、事業体が実際にヘッジしているヘッジ対象の数量と、事業体がヘッジ対象の数量をヘッジするために実際に使用しているヘッジ手段の数量が同一であること)と同等であること。
IFRS第9号の要件に基づき、経済関係の存在は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算を通じて当社が評価している。
＞　ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一の場合には、経済関係の存在は定性分析で評価する。
一方、ヘッジ手段及びヘッジ対象の基礎となるリスクが同一でない場合、経済関係の存在は、経済関係の定性的分析に加え、定量的な方法 (線形回帰) で評価する。

ヘッジ手段の動向がヘッジ対象の動向と整合していることを示すため、異なるシナリオが分析される。
商品価格リスクのヘッジにおいて、経済的関係の存在は、考慮されたリスクのヘッジにおける有効性に基づいて格付けされる市場で利用可能な全ての標準デリバティブ一式を可能性のあるリスク要素の各々において決定するランキング・マトリックスから推定される。
信用リスクの影響を評価するため、当グループは、リスク軽減方策 (担保、相互中途解約条項、ネッティング契約等) の存在を考慮している。

当社は、ヘッジの非有効性を最小化するため、ヘッジ対象のデリバティブの原リスクがヘッジ対象のリスクと同一であることから、全てのヘッジ関係 (商品価格リスク・ヘッジを含む) についてヘッジ比率を1:1に設定している。
ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価又は定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致し、ヘッジ・デリバティブに係る信用リスク調整を含めた非有効の発生源が他にない場合には、ヘッジ関係は定性的な評価に基づき、充分に有効であると考えている。
＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の重要な条件が一致しない場合、又は非有効部分の発生源が少なくとも一つ存在する場合には、仮想デリバティブを伴うドル・オフセット累積法を適用してヘッジの非有効部分を定量化している。当該方法は、ヘッジ手段及び仮想デリバティブの公正価値の変動を報告日及び開始日の間で比較するものである。

ヘッジの非有効性の主な原因は以下であると考えられる。

＞　基準差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値又はキャッシュ・フローが、ヘッジ手段の公正価値又はキャッシュ・フローを変動させる変数とは異なる変数に依存している）

＞　期間差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段の発生又は決済の日が異なる）

＞　数量又は想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象及びヘッジ手段が異なる数量又は想定元本に基づいている）

＞　その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段又はヘッジ対象のキャッシュ・フロー又は公正価値の変動がヘッジ対象の特定のリスク以外に関連する）

＞　信用リスク（すなわち、取引先信用リスクが、ヘッジ手段及びヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識されている資産、負債、又は純損益に影響を与える可能性の高い取引に関連する特定のリスクに起因する将来のキャッシュ・フローの変動による当社のエクスポージャーをヘッジするために適用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されかつ適格なデリバティブの公正価値における変動の有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する利得又は損失は、損益計算書において直ちに認識される。

株主持分における累計額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間における純損益に振替えられる（例：ヘッジされた予定売上が行われる場合）。

ヘッジ対象が非金融資産（有形固定資産や棚卸資産など）又は非金融負債で認識された場合、又は非金融資産又は非金融負債においてヘッジ対象予定取引が公正価値ヘッジ会計が適用される確定約定債務となった場合、株主持分に累積されている金額（すなわちヘッジ準備金）は取り崩され、ヘッジ対象である資産又は負債の当初認識額（取得原価又はその他の帳簿価額）に算入されなければならない（例えば、「簿価調整」）。

ヘッジ手段が失効又は売却された場合、若しくはヘッジがヘッジ会計の要件を充たさなくなった場合、その時点で株主持分における利得又は損失累計額は株主持分に残り、予定取引が最終的に損益計算書に認識された時点で認識される。予定取引の発生が予想されなくなった場合は、株主持分に計上されている利得又は損失累計額は直ちに損益計算書に振替えられる。

フォワードをヘッジ手段とするヘッジ関係において、スポット要素の価値の変動のみがヘッジ手段として指定されている場合、フォワード要素の会計処理（純損益対OCI）は事象ごとに特定される。当該アプローチは、再生可能エネルギー資産に係る通貨リスクのヘッジにおいて当社が実際に適用している。

逆に、ヘッジ手段としてクロス通貨金利スワップを用いるヘッジ関係においては、当社は、ヘッジ・デリバティブの指定における外国通貨のベーシス・スプレッドを区分し、ヘッジ費用準備金のその他の包括利益（OCI）に計上する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジに関しては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当社は、一定の流動性要件に基づくダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（流動性ベース・アプローチとして知られる）を適用している

当該アプローチでは、市場に係る最も流動性の高いデリバティブの利用を通じてヘッジを指定し、それを当該リスクをより効果的に網羅する他のデリバティブに置き換える必要がある。

リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、満期時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の双方の要件を充たしている場合に限り、新たなデリバティブへの置換によりデリバティブのロールオーバーが可能である。

＞　格付けの観点から、従前のデリバティブの代替として最も有効である。

＞　一定の流動性要件を充たしている。

当該要件を充たしているかは四半期ごとに検証する。

ロールオーバー日現在でヘッジ関係は廃止されていない。そのため、同日以降新たなデリバティブの実効公正価値の変動は株主持分（ヘッジ準備金）に認識され、旧デリバティブの公正価値の変動は純損益を通じて認識される。

当社は現在、損益の変動を最小化するためにこれらのヘッジ関係を利用している。

金利決定における指標の改革 - IBOR改革

概要

銀行間取引金利 (IBOR) **とは、特定の通貨建ての資金を、翌日から**12**か月までの間の所与の期間において、無担保で銀行間取引市場で銀行が借り入れることのできる指標金利のことである。**
昨今、銀行が当該利率を操作して指標金利の算出に関与している事例が相次いだ。このような理由のため、各国の規制当局は、一部の指標を代替的な無リスク・レートに置き換えることを含む、抜本的な金利指標改革 (IBOR**改革**) **に着手した。**
当社のIBOR**に対する主なエクスポージャーは**Euribor**に基づいている。**
EURIBOR **は未だ**EU**ベンチマーク規制** (BMR) **に準拠しているとみなされており、市場参加者は既存契約及び新規契約の双方で**EURIBOR**を継続して用いることができる。**

主要な規制当局が発表した最新のガイダンスに従い、2023**年**6**月**30**日以降、**1**ヶ月物、**3**ヶ月物及び**6**ヶ月物の米ドル**LIBOR**ベンチマークは代表的なものではなくなり、代替参照レートは担保付きオーバーナイト・ファイナンシング・レート** (SOFR) **となった。**

IBOR**改革の結果、**2019**年**9**月に公表された**IFRS**第**9**号 (フェーズ**1**) 及び**2020**年**8**月に公表された**IFRS**第**9**号 (フェーズ**2**) の改訂を実施するにあたり、ヘッジ関係に関するいくつかの一時的な例外が認められ、それぞれ以下の事項に対応している。**

- **既存の指標金利を代替無リスク・レートに置き換える前の期間の財務報告に影響を与える置換前の課題** (**フェーズ**1) **。及び、**
- **既存の指標金利が変更又は置換され、当初の不確実性がなくなっても、ヘッジ契約及びヘッジ関係は未だ新たな指標金利を反映するように更新する必要があるために、財務報告に影響を与え得る置換後の課題** (**フェーズ**2) **。**

IBOR改革の影響

各国のIBOR**推移の不確実性に鑑み、当社は、改革の影響を受ける契約の総数及び想定元本を決定した。加えて、**2021**年中に、従来**GBP LIBOR**に連動していた契約において多くの契約修正がすでに実施されており、また、上述の通り、**2023**年**6**月**30**日以降、米ドル**LIBOR**ベンチマークが代表的でなくなることを考慮し、**2023**年中に他の契約修正も実施されている。**

債務及びデリバティブ

当社の変動利付債務は主にEuriborをベンチマークとしており、そのほとんどは金融デリバティブ商品を用いてほぼ完全にヘッジされている。

報告日現在、指標金利が上記のとおり欧州指標規制に準拠すべく包括的に改革されているため、当社は、Euribor**に関して何らの対応の予定をしていない。**Euribor**との継続性にもかかわらず、置換条項が必要となる可能性があり、そのため受容された市場慣行の進展に伴い新たな契約にて当グループにより当該条項を導入することもある。**

2023年中、当社は**SOFR**に連動する新たなドル建て融資を獲得し、すべてのエクスポージャーを米ドル建て**LIBOR**から米ドル建て**SOFR**に変更する方法の実施に注力した。

当社のデリバティブ商品は、主に国際スワップデリバティブ協会 (ISDA) **の定めるフレームワーク契約に基づいて管理されている。**
ISDA**は、**IBOR**改革を照応して標準契約を改訂し、特定の主要指標の恒久的廃止に適用される置換条項を含めるべく**2006**年の**ISDA**定義内で変動利率の選択を変更した。当該変更は**2021**年**1**月**25**日に発効した。**2006**年における**ISDA**定義で示され**2021**年**1**月**25**日以降に実行された取引には調整済み変動利率オプション (例えば、置換条項を伴う変動利率の選択) が含まれているが、それ以前に完了した取引 (以前のデリバティブ契約) は引続き**2006**年の**ISDA**定義に基づいている。**
このため、ISDA**は、修正された定義を含めるための多国間修正を促進するために、**IBOR**予備議定書を公表した。**

当社はEURIBORについては、(i) エクスポージャーとIBOR改革の進展に照らしてプロトコルを採用するか、(ii) 改革によって影響を受ける契約を事前に調整するかを検討している。

ヘッジ関係
報告日現在、ヘッジ対象及びヘッジ手段は、主にEURIBOR、SOFR及びSONIAと連動している。
当社は、ヘッジ手段及びヘッジ対象の双方を参照して2023年12月31日現在ヘッジ関係に係るIBOR改革により生じる不確実性の影響を評価している。ヘッジ対象及びヘッジ手段の双方は、発効済みの契約改訂の結果として、銀行間市場ベース指標金利（IBORs）から代替的無リスク・レート（RFRs）にその指標設定が変更された。
特に、一部のIBORベンチマークに連動するヘッジ手段とヘッジ対象の双方に関連する不確実性を管理するため、当社は2023年6月30日まで、2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ1）で規定された一時的な例外規定の適用を継続している。従って、基礎となるヘッジ対象及びヘッジ手段のキャッシュ・フローに係る利率の決定において指標金利はIBOR改革の結果として変化しないことがある。当該例外は以下のヘッジ関係要件において適用される。
＞　予定取引の可能性が高いかどうかの判断。
＞　将来ヘッジ・キャッシュ・フローがキャッシュ・フロー・ヘッジ関係を廃止した場合に生じるか否かを確定する
＞　ヘッジ対象及びヘッジ手段の経済関係の評価。
影響を受けるヘッジ関係は、既存の指標を代替的な無リスク指標に置換することでより、効果がなくなる可能性がある。そのリスクを回避するため、当社は同時期に入れ替えを実施しようとしている。
当社はまた、キャッシュ・フロー・ヘッジに使用する金利ヘッジ手段については、米ドルLIBOR及び英ポンドLIBORを経済的に同等な新しいベンチマークであるSOFR及びSONIAに変更した。その結果、当社は、2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ1）をこれらのヘッジ関係には適用しなくなり、その結果、2020年8月に公表されたIFRS第9号の改訂（フェーズ2）を適用し、IBOR改革で要求されたヘッジ関係の形式的な指定を修正し、この事象をヘッジ関係の終了とみなさなずにいる。
さらに、キャッシュ・フロー・ヘッジ関係において、ヘッジ関係におけるヘッジ対象の記載を変更するにあたり、将来ヘッジ・キャッシュ・フローの決定に関する代替的な指標指数に基づきキャッシュ・フロー・ヘッジ準備金累計額を検討している。

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する資産、負債又は確定約定債務における公正価値の変動によるエクスポージャーから当グループを保護するために用いられる。
ヘッジ要件を充たしヘッジ手段として指定されるデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書において認識される。
ヘッジがヘッジ会計の要件をもはや充たさない場合は、実効金利法を用いたヘッジ対象の帳簿価額の修正額は、満期までの期間にわたり償却され、純損益で認識される。
当社は現在、このようなヘッジ関係は利用していない。

公正価値測定の詳細については、注記35「公正価値測定」を参照のこと。

34.1.1 信用リスクの種類別のヘッジ関係

金利リスク

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の未決済の取引に係る金利リスク・ヘッジ手段の契約期間別の想定元本及び平均利率を示している。

百万ユーロ

2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	-	500	500	-	-	390	1,390
国税庁の平均税率		1.63	1.78			5.07	

百万ユーロ

2022年12月31日現在	2023年度	2024年	2025年	2026年	2027年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	-	-	500	500	-	390	1,390
国税庁の平均税率			1.63	1.78		4.70	

ヘッジ手段として指定された期末時点で未決済の金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、2001年以降に発行された一部の変動利付債券及び2020年及び2023年に取得した変動利付銀行ローンのヘッジに係るものである。

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の金利リスクに対するヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値を示している。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**1,000**	**1,000**	**21**	**42**	**390**	**390**	**(49)**	**(43)**
金利スワップ	1,000	1,000	21	42	390	390	(49)	(43)

デリバティブの公正価値が前年度より若干悪化したのは、主に、2023年通期のイールドカーブの中・長期セグメントにおける動向が、短期セグメントにおける増加要因と比較して大きいためである。この現象は主に、インフレ対策として中央銀行が実施した制限的な金融政策の影響と、そうした政策が今後数年間で段階的に緩和されることに対する市場の期待に起因している。

以下の表は、金利リスクをヘッジするキャッシュフロー・ヘッジ・デリバティブによる今後数年間の予定キャッシュ・フローを示している。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
金利リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2023年12月31日現在**	2024年	2025年	2026年	2027年	2027年	それ以降
正の公正価値	21	18	3	1	-	-	-
負の公正価値	(49)	(6)	(9)	(9)	(9)	(8)	(14)

以下の表は、金利ヘッジ・デリバティブが財政状態計算書に与える影響を示している

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
2023年12月31日現在			
金利スワップ	1,390	(28)	(28)
2022年12月31日現在			
金利スワップ	1,390	(1)	(1)

以下の表は、金利リスクに晒されているヘッジ対象が財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金
	2023年度			2022年度		
変動利率借入金	(14)	14	-	(60)	60	-
合計	**(14)**	**14**	**-**	**(60)**	**60**	**-**

以下の表は、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが損益及びその他の包括利益に与える影響を示している。

百万ユーロ	その他の包括利益／(損失)	損益に認識された非有効部分	損益計算書項目	ヘッジ費用	OCIから純損益に振り替えた金額	損益計算書項目
2023年12月31日現在						
変動利率借入金	(18)	-	-	-	(83)	金融費用
2023年12月31日現在の合計	**(18)**	**-**	**-**	**-**	**(83)**	
2022年12月31日現在						
変動利率借入金	302	-	-	-	5	金融収益
2022年12月31日現在の合計	**302**	**-**	**-**	**-**	**5**	

通貨リスク

以下の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在の未決済の取引に係る通貨リスクをヘッジする金融商品の契約期間別の想定元本及び平均利率を示している。

百万ユーロ							
2023年12月31日現在	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	**それ以降**	**合計**
通貨間金利スワップ(CCIRS)							
想定元本合計	**-**	**316**	**-**	**-**	**-**	**1,373**	**1,689**
CCIRSの想定元本EUR/USD	-	316	-	-	-	-	316
平均契約為替レート EUR／USD		1.16					
CCIRSの想定元本EUR/GBP	-	-	-	-	-	1,373	1,373
平均契約為替レート EUR/GBP						0.68	

百万ユーロ							
2022年12月31日現在	2023年度	2024年	2025年	2026年	2027年	**それ以降**	**合計**
通貨間金利スワップ(CCIRS)							
想定元本合計	**-**	**1,171**	**327**	**-**	**-**	**1,342**	**2,840**
CCIRSの想定元本EUR/USD	-	1,171	327	-	-	-	1,498
平均契約為替レート EUR／USD		*1.33*	1.16				
CCIRSの想定元本EUR/GBP	-	-	-	-	-	1,342	1,342
平均契約為替レート EUR/GBP						0.68	

次の表は、2023年12月31日及び2022年12月31日現在における通貨リスクをヘッジしている金融商品のヘッジ対象別の想定元本及び公正価値を示している。

百万ユーロ		**公正価値**		**想定元本**	**公正価値**		**想定元本**
		資産	**負債**		**資産**	**負債**	
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**2023年12月31日現在**			2022年12月31日現在		
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建固定利付借入**	102	(449)	1,373	-	(107)	2,513
通貨間金利スワップ(CCIRS)	**外貨建変動利付借入**	16	-	316	26	-	327
合計		**118**	**(449)**	**1,689**	**26**	**(107)**	**2,840**

ヘッジ手段として指定された期末時点で未決済の通貨間金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジとして機能する。具体的には、これらのデリバティブは、外貨建て固定金利債券と、2021年にバンク・オブ・アメリカとの間で更新期限が到来した米ドル建て変動金利借入をヘッジしている。

以下の表は、2023年12月31日現在及び2022年12月31日現在における通貨リスクに関するデリバティブの想定元本及び公正価値を、ヘッジの種類別に区分したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在	**2023年12月31日現在**	2022年12月31日現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**950**	**2,118**	**118**	**342**	**739**	**723**	**(449)**	**(423)**
通貨間金利スワップ(CCIRS)	950	2,118	118	342	739	723	(449)	(423)

2023年12月31日現在、クロス通貨金利スワップの想定元本は1,689百万ユーロ(2022年12月31日現在2,840百万ユーロ、)、全体としてマイナスの公正価値は331 百万ユーロ(2022年 12月31日現在マイナス81百万ユーロ)であった。

米ドル建てハイブリッド債券の一部繰上買戻しに伴い、年初数ヵ月間にクロス通貨金利スワップの一部解消が行われた。この取引は、当該負債の残余部分及び関連するCCIRSの自然失効とともに、2022年12月31日と比較して想定元本が減少する原因となった。通貨間金利スワップの公正価値の悪化は、主にユーロ対米ドル利率及び英ポンド利率の変動と債券利回り曲線の変化によるものである。

以下の表は、通貨リスクをヘッジする商品の財政状態計算書への影響を報告している。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期に非有効分の測定に用いた公正価値
2023年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	1,689	(330)	(326)
2022年12月31日現在			
通貨間金利スワップ	2,840	(81)	(77)

以下の表は、為替リスクに晒されているヘッジ対象が財政状態計算書に与える影響を示している。

百万ユーロ	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金	当期に非有効分の測定に用いた公正価値	ヘッジ準備金	ヘッジ費用準備金
	2023年度			2022年度		
外貨建固定利付借入	342	(342)	(5)	107	(107)	(4)
外貨建変動利付借入	(16)	16	-	(26)	26	-
合計	**326**	**(326)**	**(5)**	**81**	**(81)**	**(4)**

以下の表は、通貨リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが損益及びその他の包括利益に与える影響を示している。

百万ユーロ	その他の包括利益／(損失)	損益に認識された非有効部分	損益計算書項目	ヘッジ費用	OCIから純損益に振り替えた金額	損益計算書項目
2023年12月31日現在						
外貨建固定利付借入	(251)	-		-	(285)	金融費用
外貨建変動利付借入	12	-		-	65	金融収益
2023年12月31日現在の合計	**(239)**	**-**		**-**	**(220)**	
2022年12月31日現在						
外貨建固定利付借入	97	-		4	(147)	金融費用
外貨建変動利付借入	65	-		-	65	金融収益
2022年12月31日現在の合計	**162**	**-**		**4**	**(82)**	

通貨リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる向こう数年間に期待されるキャッシュ・フローを示す表は以下の通りである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ 為替レートに基づくもの	**2023年12月31日現在**	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	それ以降
正の公正価値	118	31	48	31	31	31	282
負の公正価値	(449)	(40)	(41)	(41)	(41)	(41)	(540)

34.1.2 キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの税効果持分への影響

百万ユーロ	ヘッジ費用	その他の包括利益に認識された公正価値の変動総額	損益に認識された公正価値の変動総額	損益に認識された公正価値の変動総額 -非有効部分	ヘッジ費用	その他の包括利益に認識された公正価値の変動総額	損益に認識された公正価値の変動総額	損益に認識された公正価値の変動総額 -非有効部分
	2023年12月31日現在				2022年12月31日現在			
金利ヘッジ	-	(18)	(83)	-	-	302	5	-
為替ヘッジ	-	(239)	(220)	-	4	162	(82)	-
ヘッジ・デリバティブ	**-**	**(257)**	**(303)**	**-**	**4**	**464**	**(77)**	**-**

34.2　純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

以下の表は、2023年12月31日及び 2022年12月31日現在のFVTPLにおけるデリバティブの想定元本及び公正価値をリスク・タイプ別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		資産公正価値		想定元本		負債公正価値	
	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在
金利に関するFVTPLデリバティブ	**2,081**	**1,878**	**85**	**129**	**2,181**	**1,978**	**(114)**	**(151)**
金利スワップ	2,081	1,878	85	129	2,181	1,978	(114)	(151)
為替レートに関するFVTPLデリバティブ	**3,242**	**7,247**	**113**	**226**	**3,166**	**7,082**	**(114)**	**(224)**
フォワード	3,102	7,115	78	202	3,026	6,950	(78)	(199)
通貨間金利スワップ	140	132	35	24	140	132	(36)	(25)
FVTPLで測定されるデリバティブ	**5,323**	**9,125**	**198**	**355**	**5,347**	**9,060**	**(228)**	**(375)**

2023年 12月31日現在、金利及び為替レートに関する損益を通じて公正価値で測定するデリバティブの想定元本は全体で10,670百万ユーロ（2022年12月31日現在18,185百万ユーロ）となり、公正価値はマイナス30百万ユーロ（2022年 12月31日現在マイナス20百万ユーロ）となった。

年末時点の金利スワップは4,262百万ユーロであった。これらのヘッジは主に、グループ各社の市場からの借入金（2,181百万ユーロ）及びグループ各社との仲介による借入金（2,081百万ユーロ）のヘッジを指す。
想定元本全体では前年度比406百万ユーロの増加を示しているが、これは主にeディストリビュオーネに有利な金利スワップによるものである。この増加は、既存の償却前金利スワップ残高の減少により一部相殺された。

為替リスクをヘッジする先物契約の想定元本は6,128百万ユーロ（2022年12月31日時点では14,065百万ユーロ）であった。外部取引先との通貨フォワードは3,140百万ユーロ（2022年12月31日現在7,128百万ユーロ）で、主にグループ会社の引当プロセスにおけるエネルギー商品価格に関連する通貨リスクを軽減するために締結され、市場取引とマッチングする店頭デリバティブに関連する、再生可能エネルギー部門（BESS-蓄電池システム）及びインフラ・ネットワーク部門（新世代デジタルメーター）における非エネルギー商品及び投資商品の取得に関連する、勘定通貨以外の通貨での予想キャッシュ・フロー、クラウドサービス提供のための営業費用に関連する、ユーロ以外の通貨での予想キャッシュ・フロー、及び子会社により承認された中間配当金に関連する、外貨での予想キャッシュ・フロー。
想定元本140百万ユーロ（2022年12月31日現在132百万ユーロ）のクロスカレンシー金利スワップは、グループ会社のユーロ以外の通貨建て債務の為替リスク・ヘッジに関するもので、市場取引とマッチングしている。

注記35.公正価値測定

当社は、IFRSが要求する場合にはいつでも、IFRS第13号に従って公正価値を測定している。
公正価値とは、資産を売却するために受け取るであろう価格、又は負債を移転するために支払うであろう価格と定義される。最良の見積もりとは、市場価格、すなわち、一般に入手可能で、活発で流動的な市場で実質的に取引されている現在価値である。
資産及び負債の公正価値は、公正価値を測定するために使用される評価技法のインプットに基づき、以下の3つのレベルに定義される公正価値ヒエラルキーに分類される。

- レベル1：測定日において入手可能な、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格（調整前）。
- レベル2：レベル1に含まれる相場価格以外のインプットであって、資産又は負債について直接的(つまり、価格として)又は間接的(つまり、価格から導き出される)に観察可能なもの。
- レベル3：観察可能な市場データに基づかない資産又は負債のインプット（すなわち観察不能なインプット）。

この注記では、以下を評価するために、関連する開示を提供する。

- 当初認識後の財政状態計算書において、反復的又は非反復的に公正価値で測定される資産及び負債については、その測定値を作成するために使用した評価技法及びインプット。
- 観察不能な重要なインプット(レベル3)を使用する反復的な公正価値測定については、その測定がその年度の損益又はその他の包括利益に及ぼす影響。

その目的のため、以下を適用する。

- 経常的公正価値測定とは、IFRSが各報告期間末の財政状態計算書において要求又は許可しているものである。
- 非経常的な公正価値の測定は、IFRSが特定の状況において財政状態計算書で要求又は許可するものである。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場に係る商品取引においてデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場されていない金融商品の公正価値は、各金融商品の種類適した評価方法および報告期間末現在の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用いて決定され、市場イールドカーブに基づいて将来予想されるキャッシュ・フローを割り引き、World Markets Refinitiv（WMR）社が提供する為替レートを用いてユーロ以外の通貨の金額を換算する。コモディティに関わる契約については、規制市場と非規制市場の両方における同一商品の価格が入手可能な場合、その価格を用いて測定が行われる。
新IFRSに従い、2013年に当社は、必要に応じて取引先リスクの規模に対応した金融商品の公正価値を調整するため、取引相手（信用評価調整又はCVA）及び自社（債務評価調整又はDVA）の双方の信用リスク測定を含めている。
より具体的には、当社は、ポジションの正味エクスポージャーにおいて潜在的将来エクスポージャー評価手法を用いてCVA／DVAを測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整を配分している。当該技法における用いられた全てのインプットは、市場で観察可能である。見積りインプットの基礎となる仮定の変更は、そのような金融商品について報告される公正価値に影響を及ぼす可能性がある。
デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが交換される金額である。当該金額は、値又は量（トンの例では、想定元本に合意価格を乗じることでユーロの金額に換算される）で表示される。
ユーロ以外の通貨建てで表示される金額は、World Markets Refinitiv（WMR）社提供の公表期末為替レートでユーロに換算されている。
ここに報告されているデリバティブの想定元本は、必ずしも当事者間で授受される金額を示すものではなく、したがって当社の信用リスク・エクスポージャーを示すものでもない。
上場されている負債性金融商品においては、公正価値は公定価格によっている。非上場金融商品の公正価値は、金融商品の種類ごとに適切な評価手法を用いて算定しており、期末時点の市場データ（エネルの信用スプレッドを含む）を用いて算定する。

35.1 財政状態計算書において公正価値で測定される資産

以下の表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される資産の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	2023年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2023年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利リスク		21	-	21	-	-	-	-	-
- 通貨リスク	34	118	-	118	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計		**139**	**-**	**139**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
損益を通じての公正価値:									
- 金利リスク	34	85	-	85	-	-	-	-	-
- 通貨リスク	34	37	-	37	-	76	-	76	-
損益を通じた公正価値合計		**122**	**-**	**122**	**-**	**76**	**-**	**76**	**-**
合計		**261**	**-**	**261**	**-**	**76**	**-**	**76**	**-**

35.2 財政状態計算書における公正価値で測定される負債

以下の表は、財政状態計算書における継続的又は非継続的に公正価値で測定される負債の各分類において、報告期間末の公正価値及びその公正価値階層におけるレベルの内訳を示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	2023年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2023年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:									
- 金利リスク	34	49	-	49	-	-	-	-	-
- 通貨リスク	34	449	-	449	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計		**498**	**-**	**498**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
損益を通じての公正価値:									
- 金利リスク	34	85	-	85	-	29	-	29	-
- 通貨リスク	34	37	-	37	-	77	-	77	-
損益を通じた公正価値合計		**122**	**-**	**122**	**-**	**106**	**-**	**106**	**-**
合計		**620**	**-**	**620**	**-**	**106**	**-**	**106**	**-**

35.3 財政状態計算書における公正価値で測定されない負債

次の表は、財政状態計算書において公正価値で測定されないが、公正価値を開示しなければならない負債の種類ごとに、報告期間の末日における公正価値及び公正価値の測定が分類される公正価値の階層におけるレベルを示している。

百万ユーロ		負債			
	注記	2023年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債:					
- 固定利率	32.2.1	2,563	2,563	-	-
- 変動利率	32.2.1	690	65	625	-
合計		**3,253**	**2,628**	**625**	**-**
銀行借入金:					
- 変動利率	32.2.1	1,545	-	1,545	-
合計		**1,545**	**-**	**1,545**	**-**
ノンバンクによる融資:					
- 固定金利リース	32.2.1	1	1	-	-
合計		**1**	**1**	**-**	**-**
グループ会社からの借入金:					
- 固定利率	32.2.1	10,343	-	10,343	-
- 変動利率	32.2.1	2,546	-	2,546	-
合計		**12,889**	**-**	**12,889**	**-**
合計		**17,688**	**2,629**	**15,059**	**-**

注記36. 株式に基づく報酬

2019年以降、エネルSpA（「エネル」又は「会社」）の株主総会は、イタリア民法第2359条に準拠し、当社及び／又はその子会社の経営者向けの株式に基づく長期インセンティブ制度の採用を毎年承認している。承認された各インセンティブ・プラン(2019年長期インセンティブ・プラン、2020年長期インセンティブ・プラン、2021年長期インセンティブ・プラン、2022年長期インセンティブ・プラン、2023年長期インセンティブ・プラン (以下、それぞれ「2019 LTIプラン」、「2020 LTIプラン」、「2021 LTIプラン」、「2022 LTIプラン」、「2023 LTIプラン」と称する))は、個別の業績目標の達成を条件として、受益者に当社普通株式 (以下「株式」という。) を付与することを規定している。
制度の受益者は、エネルの最高経営責任者/ジェネラル・マネージャー及びエネルグループの経営者で、会社の業績に直接責任を負うか、又は戦略的利益があると考えられる役職にある。当該制度は、金銭要素及び株式要素からなるインセンティブを受益者に報奨を支給するものである。このインセンティブは、個々の受益者の固定報酬に関連して計算される基準価額として、当該報奨時に決定されるが、本制度による3年間の各業績目標の達成度に応じて、最高経営責任者/ジェネラル・マネージャー又はその他の受益者の場合には、ゼロから、個々の基準価額の280%又は180%までの範囲で変動する場合がある。
本プランでは、実質的に権利が確定したインセンティブ総額のうち、ボーナスが全額株式で支払われることを定めている。(a) 2019年、2020年、2021年、2022年、2023年のLTIプランの場合、(i) 最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の100%を上限とする（2022年のLTIプランについては130%を上限とする）、(ii) その他の受益者については基準額の50%を上限とする（2022年のLTIプランについては65%を上限とする）。(b) 2023年LTIプランの場合、(i)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーについては基準額の150%を上限とし、(ii)主要管理職を含む最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに直属する役員については基準額の100%を上限とし、(iii)上記(i)および(ii)に示された以外のその他の受益者については基準額の65%を上限とする。

制度の下での賞与の実際の支給は、3年間の特定の業績目標の達成を条件とする。当該目標が達成された場合、インセンティブの株式及び現金の双方の構成要素の30%は業績期間の終了の翌年に支払われ、残りの70%は業績期間の終了の2年後に支払われる。このため、長期変動報酬（合計の70%）の大部分の支払は、個別制度の業績期間終了後2年目まで繰り延べられる。

以下の表は、2019年LTI計画、2020年LTI計画、2021年LTI計画、2022年LTI計画及び2023年LTI計画に関する情報を提供するものである。

本制度の特徴に係る更なる情報については、1999年5月14日決議第11971号（発行者規則）に基づき、Consob規則第84条の2の規定に準拠して作成した情報資料を参照願いたい。なおそれらは、2019年5月16日、2020年5月14日、2021年5月20日、2022年5月19日及び2023年5月10日開催の株主総会に関する、当社ウェブサイト（www.enel.com）に掲載している。

	付与日	業績期間（年度）	目標達成の検証	支払（年度）
2019LTIプラン	2019年11月12日[3]	2019年～2021年	2022年[4]	2022年～2023年[5]
2020年LTIプラン	2020年9月17日[6]	2020年～2022年	2023年[7]	2023年～2024年[8]
2021年 LTIプラン	2021年9月16日[9]	2021年～2023年	2024年[10]	2024年～2025年
2022LTIプラン	2022年9月21日[11]	2022年～2024年	2025年[12]	2025年～2026年
2023年LTIプラン	2023年10月5日[13]	2023年～2025年	2026年[14]	2026年～2027年

上記の日付に開催された株主総会で承認された権限の実施、及び関連する条件に従って、取締役会は、2019年9月19日、2020年7月29日、2021年6月17日、2022年6月16日及び2023年10月5日の取締役会において、2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン及び2023年LTIプランに対応する、自社株買いプログラムの開始を承認した。各制度において取締役会が取得を承認した株式数、実際に取得した株式数、関連する加重平均価格及び総額は以下のとおりである。

	取締役会による承認買付	実際の買付		
	株式数	株式数	加重平均価格（1株当たりユーロ）	合計（ユーロ）
2019LTIプラン	上限2,500,000 最高額10,500,000百万ユーロ	1,549,152[15]	6.7779	10,499,999
2020年LTIプラン	1,720,000	1,720,000[16]	7.4366	12,790,870
2021年 LTIプラン	1,620,000	1,620,000[17]	7.8737	12,755,459
2022LTIプラン	2,700,000	2,700,000[18]	5.1951	14,026,715
2023年LTIプラン	4,200,000	3,377,224[19]	6.2205[20]	21,007,908[21]

3 取締役会が2019年LTIプランの受益者への付与手続きおよび時期を承認した日（2019年11月11日開催の指名・報酬委員会の提案を考慮）。
4 2021年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2019年度LTIプランの達成状況を検証した。
5 2022年9月5日、制度規則に従い、当社は2019LTIプランの受益者により付与された賞与の株式部分の一部を支給した。2019年LTIプランの受益者が権利確定した賞与の株式部分の残りは、2023年9月5日に付与された。
6 2020LTIプランを受益者に付与する手続及び時期を取締役会が承認した日（2020年9月16日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
7 2022年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際、取締役会は2020年度LTI計画の達成状況を検証した。
8 2023年9月5日、当社は、2020年LTIプランの規則に従い、受益者が権利を確定した賞与の株式部分の一部を支給した。
9 2021LTIプランを受益者に付与する手続及び時期を取締役会が承認した日（2021年6月9日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
10 2023年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2021年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
11 2022年LTIプランを受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日（2022年6月8日指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮）。
12 2024年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2022年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
13 2023年LTIプランを受益者に付与するための手続及び時期を取締役会が承認した日(2023年10月4日に開催された指名報酬委員会の会合で提出された提案を考慮)。
14 2025年12月31日にエネルグループの連結財務諸表が承認された際には、取締役会において2023年LTI計画の達成状況を検証する予定である。
15 2019年9月23日から2019年12月2日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.015%に相当する。
16 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.017%に相当する。
17 2021年6月18日から2021年7月21日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.016%に相当する。
18 2022年6月17日から2022年7月20日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.026%に相当する。
19 2023年12月31日現在の2023年LTIプランのために購入された株式数。2023年10月16日に開始された2023年LTIプランのための自社株買いプログラムは、2024年1月18日の買い付けをもって終了した。このプログラムでは、株式資本の約0.04%に相当する合計4,200,000株を、1株当たり加重平均価格6.3145ユーロ、総額26,520,849.002ユーロで購入した。
20 2023年12月31日現在、2023年LTIプランのために購入された株式の加重平均価格。

21 2023年12月31日現在、2023年LTIプランのために購入された株式の総額。

2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン及び2023年LTIプランをサポートするために行われた購入の結果として、2022年9月5日に2019年LTIプランの受益者に435,357株、2023年9月5日に2019年LTIプラン及び2020年LTIプランの受益者に1,268,689株が付与されたことを考慮すると、2023年12月31日現在、エネルは合計9,262,330株の自己株式約0. 09%に相当の株式資本を保有している。2023年LTIプランのための自社株買いプログラムは、2024年1月18日の買い付けをもって終了した。2023年LTIプランのために購入された株式の総数を考慮すると、本書の発行日現在、エネルは合計10,085,106株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約0.1% に相当する。

以下の情報は、2019年、2020年、2021年、2022年及び2023年に付与された資本性金融商品に関するものである。

			2023年度		2022年度	
	付与日現在の付与株式数	付与日における1株当たりの公正価値	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数	潜在的に付与可能な株式数	支給済株式数
2019LTIプラン	1,538,547	6.983	-	956,562[22]	1,021,328	435,357[23]
2020年LTIプラン	1,638,775	7.380	728,265	312,127[24]	1,631,951	-
2021年 LTIプラン	1,577,773	7.0010	1,375,671	-	1,577,773	-
2022LTIプラン	2,398,143	4.8495	2,023,677	-	2,395,323	-
2023年LTIプラン	4,040,820	5.5540	4,040,820	-	-	-

これらの資本性金融商品の公正価値は、付与日におけるエネル株式の市場価格に基づいて測定されている。[25]

株主持分要素の費用は、資本部分の費用は、付与された資本性金融商品の公正価値に基づいて決定され、資本準備金を通じて権利確定期 間にわたって認識される。

当グループが2023年に損益を通じて認識したコストの総額は6百万ユーロ (2022年は11百万ユーロ) である。

2019年LTIプラン、2020年LTIプラン、2021年LTIプラン、2022年LTIプラン、2023年LTIプランに関する終了又は修正はない。

22) この表は、2019年LTIプランの受益者に2023年9月5日に付与された株式数を示しており、この株式数は、本プランの業績目標の達成後に受益者が権利確定したボーナスの資本部分の残りの部分を構成するものである。
23) この表は2019LTIプランの受益者に対して2022年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。ボーナスの資本部分の残りの部分は、2019年LTIプランの規則の条件と手続きに従って、2023年9月5日に支払われた。
24) この表は2020LTIプランの受益者に対して2023年9月5日に報奨された株式数を示している。当該株式数は、当該制度の業績目標の達成を受けて受益者により付与された支給株式部分を構成するものである。ボーナスの資本部分の残りの部分の支出は、2020 LTIプランの規則の条件と手続きに従って2024年度に繰り延べられる。
25) 2019年LTIプランについては、2019年LTIプランに基づく受益者への付与の手続及び時期を承認した取締役会の開催日である2019年11月12日を付与日とする。
2020年LTIプランについては、2020年LTIプランに基づく受益者への付与の手続きおよび時期を承認した取締役会の開催日である2020年9月17日を付与日とする。
2021年LTIプランについては、2021年LTIプランに基づく受益者への付与の手続きおよび時期を承認した取締役会の開催日である2021年9月16日を付与日とする。
2022年LTIプランについては、2022年LTIプランに基づく受益者への付与の手続きおよび時期を承認した取締役会の開催日である2022年9月21日を付与日とする。
2023年LTIプランについては、2023年LTIプランに基づく受益者への付与の手続きおよび時期を承認した取締役会の開催日である2023年10月5日を付与日とする。

注記37.関連当事者

関連当事者は、IFRSの規定及び該当するCONSOBの措置に基づいて特定されている。
エネルSpAが子会社と締結した取引は、主にサービスの提供、資金調達及び雇用、保険の適用範囲、人的資源の管理及び組織化、法務及びコーポレート・サービス、ならびに税務及び管理活動の計画及び調整に関するものであった。

すべての取引は日常業務の一部であり、会社の利益のために行われ、独立企業間取引、すなわち独立した当事者間で締結された契約と同じ市場条件で決済されている。

最後に、エネルグループのコーポレート・ガバナンス・ルールは、当社のウェブサイト（www.enel.com）に掲載されている「コーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書」で詳しく説明されており、関連当事者との取引が透明性を確保し、手続き上及び実質上の適正を確保するための条件を定めている。

IAS第24号の下に規定されている取締役、監査役会メンバー及び経営幹部の報酬の開示については、以下の表を参照のこと。

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
取締役、法定監査役及びジェネラル・マネージャーの報酬				
短期従業員給付	5	5	-	-
退職給付	5	-	5	-
株式に基づく報酬	1	1	-	-
合計	**11**	**6**	**5**	**83.3%**

百万ユーロ

	2023年度	2022年度	増減	
主要経営幹部の報酬				
短期従業員給付	8	13	(5)	-38.5%
退職給付	4	-	4	-
株式に基づく報酬	1	2	(1)	-50.0%
合計	**13**	**15**	**(2)**	**-13.3%**

2010年11月、エネルSpAの取締役会は、エネルSpAが直接又は子会社を通じて行う関連当事者との取引の承認及び執行に関する統制手続き（関連当事者との取引に関するエネル手続き）を承認した。当該統制手続（https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/で入手可能）は、関連当事者との取引の透明性、手続上及び実質的な適正性を確保するための規則を定めている。これは、イタリア民法第2391条の2の規定及びCONSOBが2010年3月12日の決議第17221号（修正を含む）により発行した施行規則（「CONSOB規則」）の実施において採択された。2023年度には、CONSOB規則に基づく財務諸表への開示が必要な関連当事者との取引は行われなかった。

以下の表は、当社と関連当事者との間の商業上、財務上及びその他の関係を要約したものである。

商業取引およびその他の取引

2023年

			営業費用		収益	
百万ユーロ	営業債権	営業債務	グッズ	サービス	グッズ	サービス
	2023年12月31日現在	2023年12月31日現在		2023年度		2023年度
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
3SUN Srl	-	24	-	-	-	-
アガトス・グリーン・パワー・トリノ Srl	-	1	-	-	-	-
C&Cウノ・エナジー Srl	1	-	-	-	-	-
エディストリビューション・レデス・デジタル SLU	5	1	-	-	-	3
e-ディストリビュツイオーネ SpA	64	118	-	-	-	23
E-ソーラー Srl	-	2	-	-	-	-
エトロポリターナ・エレクトリシダード・デ・サンパウロSA	2	-	-	-	-	-
エンプレサ・ディストリビュータ・スールSA - エデスール	-	-	-	-	-	(1)
エンデサ・エネルギアSA	2	-	-	-	-	2
エンデサ・ジェネラシオン S.A.	3	-	-	-	-	2
エンデサ・メディア・イ・システマス SLU	1	-	-	-	-	(1)
エンデサSA	8	-	-	-	-	6
エンデサ・エックス・セルヴィシオス SLU	1	-	-	-	-	-
エネル・アメリカSA	90	1	-	-	-	2
エネル・ブラジルSA	32	1	-	1	-	25
エネル・チリSA	33	-	-	-	-	3
エネルコロンビア SA ESP	2	-	-	-	-	2
エネル・ディストリビューシオン・チリ SA	2	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューシオン・ペルー SAA	3	-	-	-	-	2
エネル・エネルギアSpA	749	72	-	-	-	4
エネル・ファイナンス・アメリカ LLC	6	-	-	-	-	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	-	-	-	-	-	2
エネル・ジェネラシオン・チリSA	2	-	-	-	-	2
エネル・ジェネラシオン・ペルーSAA	2	-	-	-	-	1
エネル・グローバル・サービス Srl	13	68	-	77	-	1
エネル・グローバル・トレーディング SpA	360	16	-	-	-	3
エネル・グリーン・パワー・チリSA	3	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ SLU	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	6	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・イタリアSrl	2	53	-	-	-	2
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ Inc.	2	-	-	-	-	2
エネル・グリーン・パワー・ルス LLC	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー SpA	3	36	-	4	-	4
エネル・グリーン・パワー・サンニオ Srl	-	1	-	-	-	-
エネル・グリッズSrl	1	41	-	7	-	1
エネル・イベリア SRLU	300	5	-	4	-	-
エネル・イノベーション・ハブスSrl	-	5	-	5	-	-
エネル・イタリア SpA	2	131	-	27	-	1
エネル・ノースアメリカ Inc.	2	1	-	-	-	4
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	26	208	-	-	-	8

エネル･ルーマニア SA	-	-	-	1	-	1
エネル･ソーレ Srl	-	2	-	-	-	-
エネル･トレーディング･アルゼンチン Srl	2	-	-	-	-	1
エネルXイタリア Srl	20	1	-	-	-	-
エネルXインターナショナル Srl	-	9	-	-	-	-
エネル･ノースアメリカ Inc.	2	-	-	-	-	1
エネル X Srl	2	14	-	-	-	2
エネル X ウェイ Srl	2	11	-	-	-	2
エネル･エックスウェイ･イタリア Srl	-	13	-	-	-	-
E- ディストリビューション･ムンテニア SA	-	-	-	-	-	2
ガス･イ･エレクロシダード･ジエネラシオン SAU	2	-	-	-	-	-
グリッドスペルティーゼ Srl	1	1	-	-	-	-
マイコー･ウインド Srl	-	9	-	-	-	-
セルヴィツィオ･エレットトリコナツィオナーレSpA	9	74	-	-	-	1
ソシエタ･エレクトリカ･トリグノ Srl	-	1	-	-	-	-
ウニオン･エレクトリーカ･デ･カナリアス･ジェネレイションズ SAU	1	1	-	-	-	1
ヴェクトル･エナジー･ユイレティム A	8	-	-	-	-	-
合計	**1,779**	**921**	**-**	**126**	**-**	**116**
その他の関連当事者						
エネル･クオーレ･オンラス	1	-	-	-	-	1
フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	3	-	-	-	-	2
合計	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3**
合計	**1,783**	**921**	**-**	**126**	**-**	**119**

2022年度

			営業費用		収益	
百万ユーロ	営業債権	営業債務	グッズ	サービス	グッズ	サービス
	2022年12月31日現在	2022年12月31日現在		2022年度		2022年度
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
エディストリビューション・レデス・デジタル SLU	8	1	-	-	-	7
e-ディストリビュツイオーネ SpA	60	93	-	-	-	22
エンプレサ・ディストリビュータ・スールSA - エデスール	1	-	-	-	-	-
エンデサ・エネルギアSA	2	-	-	-	-	1
エンデサ・ジェネラシオン S.A.	4	-	-	-	-	3
エンデサ・メディア・イ・システマス SLU	2	-	-	-	-	2
エンデサ・オペラシオネス＆サービス・コメルシアーレスSLU	1	-	-	-	-	-
エンデサSA	13	1	-	-	-	7
エネル・アメリカSA	6	-	-	-	-	1
エネル・ブラジルSA	93	1	-	-	-	27
エネル・チリSA	24	-	-	-	-	3
エネルコロンビア SA ESP	2	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューシオン・チリ SA	5	-	-	-	-	-
エネル・ディストリビューシオン・ペルー SAA	3	-	-	-	-	2
エネル・エネルジーSA	2	-	-	-	-	-
エネル・エネルギアSpA	105	124	-	-	-	8
エネル・エネルジー・ムンテニアSA	2	-	-	-	-	-
エネル・ファイナンス・アメリカ LLC	2	-	-	-	-	-
エネル・ジェネラシオン・チリSA	5	-	-	-	-	-
エネル・ジェネラシオン・コスタネラSA	2	-	-	2	-	2
エネル・ジェネラシオン・ペルーSAA	2	-	-	-	-	1
エネル・グローバル・サービス Srl	12	78	-	83	-	1
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーションSrl	1	1	-	-	-	1
エネル・グローバル・トレーディング SpA	5	15	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・チリSA	3	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ SLU	3	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	3	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・インディア	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・イタリアSrl	2	212	-	-	-	3
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ Inc.	10	-	-	-	-	6
エネル・グリーン・パワー・ルーマニアSrl	1	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ルス LLC	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー SpA	9	8	-	3	-	3
エネル・グリッズSrl	4	50	-	3	-	1
エネル・イベリア SRLU	-	6	-	5	-	-
エネル・イノベーション・ハブスSrl	-	5	-	5	-	-
エネル・イタリア SpA	1	19	-	30	-	-
エネル・ノースアメリカ Inc.	4	1	-	-	-	2
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	155	115	-	-	-	3
エネル・ルーマニア SA	4	3	-	-	-	1
エネル・セルヴィッチ・コムーネSA	2	-	-	-	-	-

エネル・ソーレ Srl	(1)	6	-	-	-	-
エネル・トレーディング・アルゼンチン Srl	1	-	-	-	-	1
エネルXブラジルSA	1	-	-	-	-	-
エネルXイタリア Srl	1	7	-	-	-	1
エネルXインターナショナル Srl	9	-	-	-	-	-
エネル X モビリティSrl	-	12	-	-	-	-
エネル・ノースアメリカ Inc.	1	-	-	-	-	1
エネル X Srl	3	21	-	2	-	6
エネル X ウェイ Srl	4	4	-	1	-	4
エネル・エックスウェイ・イタリア Srl	-	6	-	-	-	1
E-ディストリビュータ・バナトSA	7	-	-	-	-	1
E-ディストリビューティ・ドブロジアSA	3	-	-	-	-	-
E- ディストリビューション・ムンテニア SA	10	-	-	-	-	1
ガス・イ・エレクロシダード・ジエネラシオン SAU	1	-	-	-	-	-
グリッドスペルティーゼ Srl	-	15	-	-	-	-
マイコー・ウインド Srl	4	1	-	-	-	-
ルセネルゴスバート LLC	13	-	-	-	-	-
セルヴィツィオ・エレットリコナツィオナーレSpA	1	38	-	-	-	1
スロベンスケ・エレクトラーネAS	13	-	-	-	-	1
ソシエタ・エレクトリカ・トリグノ Srl	1	-	-	-	-	-
ウニオン・エレクトリーカ・デ・カナリアス・ジェネレイションズ SAU	(1)	1	-	-	-	-
ヴェクトル・エナジー・ユイレティム A	8	-	-	-	-	-
合計	**644**	**845**	**-**	**134**	-	**129**
その他の関連当事者						
フォンダツイオーネ・ツェントロ・ストゥーデイ・エネル	2	-	-	-	-	2
ヘストーレ・デイ・セルヴィーチ・エネルヘティチSpA (1)	-	-	-	-	-	-
合計	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
合計	**646**	**845**	**-**	**134**	**-**	**131**

(1) 2022年12月31日時点の営業債権残高は、より正確な集計を反映している。

金融取引

2023年

百万ユーロ	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2023年12月31日現在			2023年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
コンチェルト Srl	-	4	-	-	-	-
e-ディストリビュツイオーネ SpA	-	-	2,297	-	11	-
エトロポリターナ・エレクトリシダード・デ・サンパウロSA	-	-	190	-	1	-
エネル・アメリカSA	-	-	-	-	-	88
エネル・ブラジルSA	145	-	1,249	-	21	-
エネル・チリSA	-	-	470	-	1	285
エネルコロンビア SA ESP	-	-	31	-	-	-
エネル・コスタリカ CAM SA	-	-	8	-	-	-
エネル・エネルギアSpA	-	-	456	-	1	-
エネル・エネルジーSA	-	-	-	-	1	-
エネル・ファイナンス・アメリカ LLC	-	-	3,494	-	3	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	-	19,777	52,691	434	66	-
エネル・ジェネラシオン・ペルーSAA	2	2	325	3	2	-
エネル・グローバル・サービス Srl	114	2	14	2	10	-
エネル・グローバル・トレーディング SpA	63	2,703	2,231	239	276	-
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア (Pty) Ltd	1	-	118	3	3	-
エネル・グリーン・パワー・チリ Ltda	-	-	78	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	-	-	40	-	6	-
エネル・グリーン・パワー・イタリアSrl	-	-	317	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・メヒコ S de RL de Cv	8	-	716	-	11	-
エネル・グリーン・パワー・ペルーSAC	-	-	-	1	3	-
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ (Pty) Ltd	51	-	292	-	6	-
エネル・グリーン・パワー SpA	-	157	987	8	45	-
エネル・グリッズSrl	173	-	23	-	7	267
エネル・ホールディング・ファイナンス Srl	-	1	-	-	-	-
エネル・イベリア SRLU	-	-	-	-	-	1,415
エネル・イノベーション・ハブスSrl	-	3	1	-	-	-
エネル・インシュアランス NV	-	350	282	6	-	-
エネル・インベストメント・ホールディングBV	-	1	-	-	-	-
エネル・イタリア SpA	4,198	66	7,135	93	235	2,214
エネル・ノースアメリカ Inc.	38	-	17,145	-	35	-
エネル・パナマ CAM Srl	-	-	9	-	-	-
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	-	-	1,087	-	7	-
エネル・ソーレ Srl	-	-	187	-	1	-
エネルXアドバイザリー・サービス Srl	84	-	-	-	3	-
エネル・エックス・オーストラリア (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
エネルXインターナショナル Srl	31	-	-	-	1	-
エネルXイタリア Srl	-	-	14	-	-	-
エネル・ノースアメリカ Inc.	2	-	109	-	1	-
エネルXポルスカ Sp.Zo.o.	-	-	16	-	-	-
エネル X Srl	839	-	4	-	34	-
エネルX UK Limited	-	-	20	-	-	-

エネル X ウェイ Srl	192	-	122	-	7	-
エネル･エックスウェイ･イタリア Srl	47	-	49	-	1	-
エネルパワー Srl	-	36	-	1	-	-
エネルノック･アイルランド Limited	-	-	1	-	-	-
ジェネアドラ･モンテクリスト SA	-	-	4	-	-	-
グリッドスペルティーゼ Srl	-	-	-	1	-	-
ヌオーヴェ･エネルギー Srl	36	-	85	-	3	-
セルヴィツィオ･エレットトリコナツィオナーレ SpA	-	-	1,166	-	4	-
合計	**6,024**	**23,102**	**93,468**	**791**	**808**	**4,269**
その他の関連当事者						
モンテ･デイ･パスキ･ディ･シエナ	1	-	-	-	-	-
合計	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
合計	**6,025**	**23,102**	**93,468**	**791**	**808**	**4,269**

2022年度

百万ユーロ	貸付資産	借入金	保証	営業費用	収益	配当金
	2022年12月31日現在			2022年度		
子会社、ジョイント・ベンチャー及び関連会社						
コンチェルト Srl	-	3	-	-	-	-
e-**ディストリビュツイオーネ** SpA	-	-	3,588	-	9	-
エトロポリターナ・エレクトリシダード・デ・サンパウロSA	-	-	183	-	-	-
エンデサ・ジェネラシオン S.A.	-	-	2,000	-	-	-
エネルノック・アイルランド Limited	-	-	6	-	-	-
エネル・アメリカSA	-	-	-	-	-	99
エネル・ブラジルSA	124	-	2,389	-	20	-
エネル・チリSA	-	-	289	-	-	28
エネルコロンビア SA ESP	2	-	291	-	1	-
エネル・エネルギア SpA	-	-	483	-	1	-
エネル・エネルジーSA	-	-	-	1	-	-
エネル・ファイナンス・アメリカ LLC	-	-	4,887	-	2	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル N.V.	2	21,096	57,737	326	84	-
エネル・グローバル・サービス Srl	164	4	11	7	3	-
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション Srl	39	-	15	-	1	-
エネル・グローバル・トレーディング SpA	577	893	2,855	740	539	-
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア (Pty) Ltd	4	-	219	1	4	-
エネル・グリーン・パワー・チリ Ltda	-	-	1	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・コロンビアSAS	-	-	-	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・コスタリカSA	-	-	8	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラスSA	-	-	594	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・インディア	-	-	-	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・イタリア Srl	-	-	381	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・マティンバ・ニューコ1 Srl	-	1	-	2	-	-
エネル・グリーン・パワー・メヒコ S de RL de Cv	80	-	700	-	11	-
エネル・グリーン・パワー・スペシャリティ Srl	-	-	-	1	-	-
エネル・グリーン・パワー・ペルーSAC	11	3	384	12	9	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア Srl	1	-	114	-	-	-
エネル・グリーン・パワーRSA (Pty) Ltd	-	-	-	-	3	-
エネル・グリーン・パワー・ルス LLC	-	-	50	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・サウス・アフリカ	45	-	666	-	3	-
エネル・グリーン・パワー SpA	472	9	493	19	16	-
エネル・グリッズ Srl	52	-	17	-	5	-
エネル・ホールディング・ファイナンス Srl	-	1	-	-	-	-
エネル・イベリア SRLU	-	-	-	-	-	648
エネル・イノベーション・ハブス Srl	-	3	1	-	-	16
エネル・インシュアランス NV	-	244	188	-	1	-
エネル・インベストメント・ホールディングBV	-	1	-	-	-	-
エネル・イタリア SpA	640	124	10,107	353	221	7,970
エネル・ノースアメリカ Inc.	39	-	18,384	-	40	-
エネル・プロドゥツィオーネ SpA	-	-	1,219	-	1	-
エネル・ソーレ Srl	-	-	259	-	1	-
エネル・トレード・エナジー Srl	1	1	7	-	1	-

エネル･エックス･オーストラリア (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
エネルXインターナショナル Srl	-	9	-	-	1	-
エネルXイタリア Srl	-	-	14	-	-	-
エネル X **モビリティ**Srl	-	-	45	-	-	-
エネル･ノースアメリカ Inc.	1	-	81	-	1	-
エネルXポルスカ Sp.Zo.o.	-	-	14	-	-	-
エネル X Srl	737	-	1	-	11	-
エネルX UK Limited	-	-	18	-	-	-
エネル X **ウェイ** Srl	104	-	11	5	1	-
エネル･エックスウェイ･イタリア Srl	16	-	1	-	-	-
エネルパワー Srl	-	36	-	-	-	-
ジェネアドラ･モンテクリスト SA	-	-	2	-	-	-
グリッドスペルティーゼ Srl	-	-	9	8	6	-
ヌオーヴェ･エネルギー Srl	28	-	85	-	2	-
パルク･エオリコ･パンパSA	1	-	-	-	-	-
ルセネルゴスバート LLC	-	-	-	-	-	9
セルヴィツィオ･エレットトリコナツィオナーレ SpA	-	-	1,185	-	4	-
タイネマス･エナジー･ストレージ Limited	-	-	-	-	1	-
合計	**3,140**	**22,428**	**109,997**	**1,475**	**1,007**	**8,770**

関連当事者との取引が財政状態計算書、損益計算書及びキャッシュ・フロー計算書に与える影響は以下の表に報告されている。

財政状態計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合 (%)	合計	関連当事者	割合 (%)
	2023年12月31日現在			2022年12月31日現在		
資産						
デリバティブ-非流動	261	18	6.7%	349	35	10.2%
その他の非流動資産	73	64	87.7%	81	69	85.1%
営業債権	167	167	-	294	294	-
デリバティブ - 流動	76	56	73.5%	390	86	22.0%
その他の流動金融資産	6,483	5,952	91.8%	3,480	3,019	86.8%
その他の流動資産	1,581	1,552	98.2%	584	283	48.4%
負債						
長期借入金	17,855	14,274	79.9%	18,196	12,407	68.2%
デリバティブ-非流動	620	104	16.8%	663	163	24.6%
その他の非流動負債	20	9	45.0%	23	8	34.8%
短期借入金	8,632	8,461	98.0%	8,752	8,362	95.5%
一年以内返済予定の長期借入金	1,179	132	11.2%	1,430	1,333	93.2%
営業債務	135	87	64.4%	155	97	62.6%
デリバティブ - 流動	106	20	18.9%	178	69	38.8%
その他の流動金融負債	226	111	49.1%	238	94	39.5%
その他の流動負債	4,395	825	18.8%	2,873	740	25.8%

損益計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合 (%)	合計	関連当事者	割合 (%)
	2023年度			2022年度		
収益	163	119	73.0%	133	131	98.5%
サービス及びレンタル・リース	202	126	62.4%	206	133	64.6%
その他の営業費用	47	-	-	27	1	3.7%
持分投資から生じた収益	4,269	4,269	-	8,770	8,770	-
デリバティブから生じた金融収益	907	421	46.4%	2,131	627	29.4%
その他の金融収益	481	387	80.5%	432	380	88.0%
デリバティブから生じた金融費用	869	342	39.4%	1,960	1,166	59.5%
その他の金融費用	952	449	47.2%	787	309	39.3%

キャッシュ・フローへの影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合 (%)	合計	関連当事者	割合 (%)
	2023年度			2022年度		
営業活動による／(に用いた) キャッシュ・フロー	4,277	(1,147)	-26.8%	8,689	1,594	18.3%
投資活動によるキャッシュ・フロー	(1,007)	(960)	95.3%	(1,647)	(1,602)	97.3%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(7,016)	(2,139)	30.5%	(3,126)	1,757	-56.2%

注記38. 政府補助金-法律124/2017第1条第125項から第129項に基づく開示

改正法第124/2017号第1条第125項から第129項に準拠し、以下にイタリアの公的機関及び団体から受領した補助金、並びにエネルSpAによる会社、個人及び官民事業体への寄付に関する情報を提供している。開示は、(i) イタリアの公的機関／国家機関から受領した補助金、(ii) エネルSpAがイタリアに居住又は設立された公私の団体に対して行う寄付、から構成される。

以下の開示は、複数の金融取引を通じて行われた場合でも、2023年中に同一の付与者/提供者によって行われた1万ユーロを超える支払いを含む。これらは現金主義で認識されている。

2018年12月14日付け法律第135号第3条の4、2019年2月11日付け法令第12号で批准した規定に準拠し、受領した贈与においては、2012年12月24日付け法令第234号第52条に規定する国家援助登録簿に記載されている情報を参照のこと。

義援金に関しては、以下のような事例がある。

ユーロ

受益者	合計	寄付の内容
フォンダツイオーネ･ツェントロ･ストゥーデイ･エネル	100,000	エネル財団助成
エネル･クオーレ･オンラス	590,294	寄付 - 2023年に特定されたプロジェクトを支援するため、美術品のオークションから集められた資金
ルイス･グイド･カルリ	65,000	科学的、技術的、人文学的知識の生産と伝達、研究の促進と組織化、文化的、職業的準備、技術革新の移転のための寄付。
ヒューマン･ファウンデーション	50,000	企業、政府、地方自治体、社会的企業、財団、機関投資家、企業、金融界の連携を促進し、社会問題に対する革新的な解決策を生み出し、開発するための寄付金。
FGSオンラス	25,000	機会均等促進寄付
合計	**830,294**	

注記39. 約定債務及び保証

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	2022年12月31日現在	増減
保証人及び保証:			
- 子会社	91,540	105,114	(13,574)
- ジョイント･ベンチャー、関連会社、その他	158	-	158
－自己持分	12	16	(4)
－第三者	106	-	106
合計	**91,816**	**105,130**	**(13,314)**

当社の利益に関する保証は、基本的に、2017年のエネル･サウス･アメリカSrlのエネルSPAへの合併後に取得した12百万ユーロ相当の金額のバンコ･セントロアメリカーノ･デ･インテグレイシオン･エコノミカ (BCIE) に対して発行された銀行保証に関するものである。
子会社に代わって発行された保証には以下のものがある。

- エネル･ファイナンス･インターナショナルNVに代わって発行された50,548百万ユーロは、欧州及びその他の国際市場で発行された債券を担保としている。
- 様々な再生可能エネルギー企業に代わり、事業計画に基づく新規プロジェクト開発のために20,342百万ユーロが発行された。

- e-distribuzione SpA, Enel Produzione SpA, Enel Italia SpA, Enel Green Power SpA, Enel Chile SA, Enel Green Power Italia Srl, Enel Green Power Perú SA, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, Enel Sole Srl, Enel X Way Srl, Enel X Way Italia Srl **への融資に対し、欧州投資銀行** (EIB) **に**4,846**百万ユーロを供与。**
- **エネル・ファイナンス・アメリカ**LLC (**米国**) **に代わって発行された**3,494**百万ユーロは、北米市場におけるユーロ・コマーシャル・ペーパー及び債券発行プログラムを支援するものであり、**EKF (**デンマークの輸出信用機関**) **がグループの持続可能な投資を支援するために付与したクレジットラインである。**
- **エネル・ファイナンス・インターナショナル**NV**に代わって発行された**2,143**百万ユーロのユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラム。**
- Enel SpA**が**Servizio Elettrico Nazionale**に代わり、電力購入契約に基づく債務のためにシングルバイヤーに発行した**1,150**百万ユーロ。**
- e-distribuzione SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Enel Green Power Italia Srl, Enel Energia SpA, Enel Green Power SpA **の代理として、送電サービス契約に関してテルナに発行された**968**百万ユーロ。**
- **エネル・グローバル・トレーディング**SpA**及びエネル・プロドゥツィオーネ**SpA**に代わり、エネルギー市場運営会社を保証した銀行を担保に、**760**百万ユーロの反対保証を行う。**
- **従業員が構造的人員削減計画 (法律第**92/2012**号第**4**条) への参加を選択したグループ各社に代わり、**INPS**に**745**百万ユーロが発行された。**
- **エネル・グリッド・エフィシェンシィ II ローンを受けた** e-distribuzione SpA **に代わって発行された** Cassa Depositi e Prestiti **に有利な** 447**百万ユーロ。**
- **エネル・グローバル・トレーディング**SpA**、エネル**Xイタリア**Srl、エネル・プロドゥツィオーネ**SpA**、エネル・エネルギア**SpA**及びヌオーヴェ・エネルジー**Srl**に代わり、スナム・レテ・ガスにガス輸送能力として**503**百万ユーロを供与。**
- **エネル・グローバル・トレーディング**SpA**に代わり、**RWE**サプライ＆トレーディング**GmbH**に対し、電力購入のために**50**百万ユーロを供与。**
- **エネル・グローバル・トレーディング**SpA**の代理として、電力市場での取引用に**50**百万ユーロを**E.ON**エナジー・トレーディングに供与。**
- **エネル・イタリア・スパに代わり、エクセルシア・ノーヴェに対し、レンタル契約に基づく債務履行のために**40**百万ユーロを供与した。**
- **子会社のために親会社が行う金融支援活動の一環として、様々な受益者に発行された**5,456**百万ユーロ。**

ジョイント・ベンチャー、関連会社、及びその他企業のために発行された保証は158**百万ユーロであり、エネル・グリーン・パワー・オーストラリア (**118**百万ユーロ) 及びエネル・グリーン・パワー・ヘラス (**40**百万ユーロ) のために、両社が保有する投資の**50**%を売却する前に様々な受益者に対して発行された保証に関するものである。**
第三者のために発行された保証及び債務保証106**百万ユーロは、様々な受益者に対して発行された保証であり、**2023**年**10**月に完了したルーマニアのエネルグループが保有する持分のギリシャ企業パブリック・パワー・コーポレーション**SA**への売却に関連している。**

2022**年**12**月**31**日時点と比べ、子会社のために発行されたその他の保証が減少しているのは、主に再生可能エネルギー企業の持分を売却したこと、及び当社の流動性目標に沿ったコマーシャル・ペーパーの発行を削減したことによるものである。**
親会社として、エネル SpA**は多くのグループ会社に対し、基本的に債権譲渡のための後援状を付与している。**

注記40. 偶発資産及び債務

BEGの訴訟–イタリア、フランス、ルクセンブルク

エネルパワーSpA（現エネルパワー社）は、イタリアでBEG SpA（BEG社）が開始した仲裁手続きに続き、2002年に同社に有利な判決を得たが、2010年に大審院がこれを支持し、エネルパワーSpAによるアルバニアでの水力発電所建設の可能性の評価に関する契約違反の疑いに関する損害賠償請求を全面的に却下した。その後、BEGは子会社のAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）を通じて行動し、当該案件に関してアルバニアのEnelpower及びエネルSpA（エネル）を相手取り訴訟を起こし、2009年3月24日にTirana地方裁判所から判決を得た。当該判決はアルバニアの大審院が支持し、Enelpower及び当社に2004年の約25百万ユーロの不法行為に基づく損害賠償金、及びその後数年間の不特定多数の不法行為に基づく損害賠償金を支払うよう命じたものである。判決を受けて、Albania BEG Ambientは430百万ユーロを超える支払を要求した。

2016年11月5日、エネル及びエネルパワーは、2009年3月24日にTirana地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に訴状を申立てた。 訴訟手続は未定である。

2022年3月7日付けRome 控訴院の判決で、Rome裁判所でエネル及びエネルパワーにより着手されたさらなる訴訟手続は、前述のABA子会社の発議を通じてEnelpowerの有利にイタリアで下された仲裁判断を迂回させたBEGの責任の承認を求めて終結された。当該判決をもってRome控訴院は2015年6月16日Rome裁判所で下された第一審判決を支持し、手続における嘆願を棄却した。

2021年5月20日、欧州人権裁判所（ECHR）は、BEGがイタリア国に対して提起した欧州人権条約第6.1条違反の上訴について、判決を下した。上訴について、判決を下した。当該決定により、同裁判所は、上記仲裁手続の再開を求めるBEGの請求を棄却、また係争中の行為との因果関係がないことを理由に約12億ユーロの金銭的損害に関するBEGの損害賠償請求を棄却、非金銭的損害における15,000ユーロのみを認めた。

しかしながら、2021年12月29日、BEGは、当社及びその法律顧問が根拠がなく見せかけであるとみなした訴訟をもって、ECHR判決の結果として約18億ユーロの不法責任に対する損害賠償を要求するために、Milan裁判所においてイタリア国を提訴することも決定した。本件でBEGはエネル社及びEnelpowerの連帯責任も主張している。2022年6月14日付け判決をもって、Milan裁判所は、州弁護士により提起された管轄外の異議を受入れ、イタリア国の関与原因の審理の管轄から当該裁判所が排他されているとして、Rome裁判所に有利な審理管轄外を宣言し、BEGに被告人に有利な訴訟手続費用を支払うよう命じ、BEGは2022年10月14日の法定期限内にローマの裁判所に命令に対して応対せず、手続は終了した。

しばらくして、2022年11月3日、BEGは終了した手続の損害賠償請求と同じ内容をMilan裁判所に再提出し、BEGが当該判決に同意しないと表明したイタリア国を除外した同じ被告に対して新たな呼出状を提出した。エネル及びエネルパワーは、以前と同様の訴訟のように、全くもっともらしいが根拠がないと考えられる請求に異議を唱えるため、法廷に出頭して抗弁する準備をしている。証拠認否の審理の後、裁判所は2023年10月26日、原告の予備的請求を却下する決定を下し、本件を判決準備完了とみなして、最終弁論を2024年10月17日に予定した。

2009年3月24日のTirana地方裁判所の判決の執行を得るためにAlbania BEG Ambient Shpk（ABA）が行った手続

イタリア

アルバニアBEGアンビエント社（ABA）は、1995年法律第218号第67条に基づき、2009年3月24日付ティラナ裁判所の判決の執行を得るため、エネル社及びエネルパワー社に対し、ローマ控訴裁判所に対し、2023年9月11日付で控訴を開始した。両社はイタリアでも強制執行の請求に対抗するため、抗弁の準備を進めている。最初の審理の後、控訴裁判所は口頭弁論のため2025年9月18日まで審理を延期した。

フランス

2012年2月、ABA**はパリの大審裁判所（TGI）にエネル及びエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスにおいて執行可能とするための訴えを申立てた。**

2018年1月29日、***大審院は*** ABA**の請求を棄却した。とりわけ、TGIは以下のように裁定した。(i) アルバニアにおける判決は既存の裁定（2002年仲裁裁定）と矛盾しており、(ii) BEGがイタリアにおける仲裁手続で得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、ABAを通じて同一の請求を再度申立てたことは詐欺行為にあたる。**

その後、パリ控訴院は2021年5月4日**の判決で、ABAの控訴を全面的に退け、一審判決を支持し、特にアルバニアの判決と**2002年**の仲裁判断との非整合を全面的に支持し、エネルとエネルパワーにそれぞれ**20万ユーロの訴訟費用を償還するよう命じた。

2023年5月17日**の判決で、フランス*高等法院は***ABA**の控訴を棄却し、これによりABAの強制執行申立は決定的に却下された。**

控訴裁判所の有利な判決を受け、エネルは、エネル･フランスに関してエネルがABAに付与した債権の予防的差押えの解除を得るため、別の手続きを開始した。2022年6月16日**の命令をもって、Paris裁判所は事前差押の解除を命じ、同時に、ABAに対してエネルに合計約**146,000ユーロの損害賠償及び訴訟費用を支払うよう命じた。ABA**は前述の釈放命令に異議を申し立て、パリ控訴裁判所は**2023年5月17日の判決で控訴を認めた。2023年6月16日、エネルは申し立てを行い、12月15日にフランス高等法院に正式に控訴した。

オランダ

2014年、ABA**はAmsterdam裁判所に提訴し、アルバニアの裁判所の判決をオランダで執行可能にするための訴えを申立てた。**

ABA**に有利な**2016年6月29日付け一審判決を受けて、2018年7月17日付け判決において、Amsterdam控訴院は、エネル及びエネルパワーにより申立てた控訴を支持し、アルバニア判決は、恣意的で明らかに不合理であり、従って、オランダの公秩序に反するとして、オランダでの承認及び執行はできないと裁定した。その後、控訴院での手続は、ABAによって提起された従属的な問題に関して継続され、ABAは、特にアルバニアでの発電所建設失敗におけるエネル及びエネルパワーの不法な責任とされたアルバニアにおける紛争の実態に係る裁定をオランダ裁判所に求めた。2019年12月3日、Amsterdam控訴院は、確定判決を下し、ABAが行った全ての請求を棄却したことにより、オランダにおけるアルバニア判決の承認及び執行の否定が確定した。さらに、アルバニア法に基づき本件のメリットを再分析した結果、裁判所はエネル社及びエネルパワー社側に不法行為責任はないと判断し、ABA社に対し、具体的な手続きの一環として定量化される、不法な保守的差し押さえで発生した損失と、裁判及び上訴手続きの費用を弁済するよう命じた。**

2021年7月16日、最高裁はABA**の上告を完全に退け、裁判費用の返済を命じた。**

ルクセンブルグ

ルクセンブルクにおいても、ABA**の主導により、**JP. Morgan Bank Luxembourg SA **は、銀行に関する当グループ両社の債権の予防的差押さえ命令を受けた。**

並行して、ABA**はルクセンブルクの**Tirana**裁判所の判決の執行を求める申立てを行った。度重なる手続上の遅延により、手続はまだ初期段階にあり、判決は下されていない。特に、**ABA**によって任命された数人の法定代理人が訴訟から脱退した後、**2023年9月、裁判所は訴訟手続きを一時停止した。

米国及びアイルランド

2014年、ABAはニューヨーク州とアイルランドの裁判所でアルバニアの判決の執行を求める2件の訴訟手続を開始したが、いずれも2018年2月23日及び2月26日に当社及びEnelpowerに有利な判決を下した。よって、アイルランドとニューヨーク州で係争中の訴訟はない。

Kinoの仲裁 - メキシコ

2020年9月16日、Kino Contractor SA de Cv（Kino Contractor）、Kino Facilities Manager SA de Cv（Kino Facilities）及びエネルSpA（当社）は、Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv及びParque Solar Villanueva Tres SA de Cv（「プロジェクト会社」と総称）から、仲裁手続を申立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、(i) Kino ContractorによるEPC契約の一部の条項の違反、及び (ii) Kino Facilitiesによる資産管理契約の一部の条項の違反を申立てた仲裁要請の通知を受けた。Kino Contractor及びKino Facilitiesが上記契約に基づいて引き受ける債務の保証人であるエネルも仲裁手続を求められているが、現時点では具体的な請求はなされていない。

Enel Green Power SpAが非支配株主であるプロジェクト会社は、CDPQ Infrastructura Participación SA de Cv（ケベック州貯蓄投資公庫により支配されている）及びCKD InfrastructuraMéxicoSA de Cv.によって支配されている。

2023年8月4日、仲裁裁定が通知された。仲裁委員会は、エネルSpAに対する管轄権はないと宣言し、プロジェクト会社の請求を一部認めた上で、キノ・コントラクターとキノ・ファシリティーズ（現エネル・サービシズ・メキシコSA de Cv - エネル・サービシズ）に対し、合計約7,700万ドルの違約金と年率6%の利息を支払うよう命じた。その後、キノ・コントラクター社とエネル・サービシズ社は仲裁判断の訂正を求める申立書を提出し、これは一部認められたが、2023年12月13日、メキシコの裁判所に仲裁判断の無効を求める申立書を提出した。この手続きは係争中である。

2023年12月、プロジェクト会社各社は、ニューヨーク州最高裁判所に対し、キノ・コントラクターが引き受けた債務の保証人として、仲裁判断の規定に基づきエネルが支払うべき代金の支払いを求める訴訟を起こした。訴訟の内容と法的根拠は全面的に争われており、係争中である。

注記41.将来の会計基準

2023年12月31日以降に当社において効力が生じる会計基準、改訂及び解釈指針は以下のとおりである。

＞ 2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂‐負債の流動又は非流動への分類」。当該改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。具体的にはこの変更は以下の点を明確にしている。

- 流動又は非流動に負債を分類する際に採用する基準であり、決済を延期する事業体の権利の意味、及び、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことが明記するもの。
- 分類は、事業体が負債の決済を延期する権利を行使する経営者の意図又は期待の影響を受けないこと。
- 報告期間の末日に事業体が負債の条件を充たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後まで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること。
- 現金、資本性金融商品、その他の資産又はサービスの相手方への移転に係る決済であること。

本改定は、2024年1月1日以降に開始する年度から有効となる。[26]

＞ 2022年10月に公表された「IAS第1号の改訂‐特別条項付きの非流動負債」。IAS第1号は、会社が報告日後12か月に決済を繰延べる権利を有する場合に限り、非流動負債として負債の分類を求めている。とはいえ、その権利は多くの場合、誓約書の遵守を条件としている。当該基準の改訂は、少なくとも12か月の間、負債の決済を繰延べる権利が特別条項の遵守の対象となっている場合の開示を改善し、報告日現在の流動又は非流動としての負債の分類は、報告日以降に遵守しなければならない特別条項の影響を受けないことを明記している。

当該改訂は承認されることを条件に2024年1月1日以後に開始する事業年度において発効する。

＞ 2014年9月に公表された*「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂‐投資者とその関連会社又はジョイント・ベンチャー企業との間の資産の売却又は拠出」*。当該改訂により、投資家とその関連会社又は共同支配企業との間の資産の売却又は拠出に関する会計処理が明確化された。当該改訂は、会計上の取扱いが関連会社又は共同支配企業に売却された資産又は拠出された資産が、「事業」（IFRS第3号で定義される）を構成するかどうかに依存していることを確認するものである。IASBは、当該改正の発効日を無期限に延期した。

＞ 2022年9月に公表された「IFRS第16号の改訂‐セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債」。当該改訂は、売手である借手に、当該手配に関係する資産の従前の帳簿価額に比例して、そして留保された使用権に沿って、リースバックから生じる使用権の測定を求めている。従って、売手である借手は、買手である貸手に譲渡された権利に関連するキャピタル・ゲイン又はロスの金額のみを認識することが認められる。

当該改訂は、リースバックから生じる負債における特定の測定要件を規定していない。しかしながら、当該基準は、指数又はレートに依拠しない変動支払を含めることで、当該負債の当初測定及びその後の測定の示例を含んでいる。当該表示は、IFRS第16号により要求される一般的な会計モデルからの逸脱である。というのも、一般的な会計モデルでは、指数又はレートに依拠しない変動支払は、当該支払の発生を決定づける事象又は状況における期間に純損益を通じて認識される。この観点から、売手である借手は、リース支払を決定するための会計方針を策定し適用しなければならず、留保された使用権の利得又は損失の金額は認識されない。

この改正は、2024年1月1日から始まる会計期間から適用される。IAS第8号「会計方針、会計上の見積り及び誤謬」に従って、IFRS第16号の初度適用日後に締結されたセール・アンド・リースバック取引において遡及適用が認められる。

---

26 2020年に、発効日を2023年1月1日から2024年1月1日に延期する改定が公表された。

＞ 「IAS第21号改訂 - 外国為替相場の変動の影響：交換性の欠如」、2023年8月発行。この改正は、ある通貨が他の通貨と交換可能かどうかを判断する際、また交換可能でない場合には、使用すべき為替レートと提供すべき開示を決定する際に、一貫したアプローチを適用することを求めている。本改訂は、承認されることを条件として、2025年1月1日から始まる年度に対して発効する（より早期の適用が認められる）。

＞ 「IAS第7号及びIFRS第7号「供給者金融取決めの改訂」、2023年5月発行。

この改訂は、財務諸表利用者が企業の負債、キャッシュ・フロー及び流動性リスクへのエクスポージャーに関連する影響を理解するのを支援するために、供給者金融取決めの特徴を明確にし、これらの取決めに関する追加の開示を要求するものである。

IASBは経過措置として、適用初年度の比較情報や特定の期首残高の開示を要求しないことを認めた。さらに、要求される情報は出願初年度にのみ適用される。 したがって、この改定が承認されることを条件として、2024年1月1日以降に開始する年次報告期間について効力を生じることを考慮すると、新しい開示は2024年12月31日現在の年次財務報告以前に提供されなければならない。

当社は、新規定の将来の適用による潜在的な影響について評価中である。

注記42. 報告期間後の事象

エネル、ユーロ債市場で17.5億ユーロのデュアル・トランシェ持続可能性リンク債を発行

2024年1月16日、エネル・ファイナンス・インターナショナルNVは、ユーロ債市場で機関投資家向けに総額17億5,000万ユーロのデュアル・トランシェ・サステナビリティ・リンク債を発行した。

エネルが保証するこの発行は、2024年1月に最終更新された「サステナビリティ連動資金調達フレームワーク」に示された、各トランシェごとに2つのサステナビリティ重要業績評価指標の使用を想定しており、エネルギー転換に向けたエネルのコミットメントを確認するとともに、エネルの開発戦略の環境面及び財務面での持続可能性に貢献するものである。

このフレームワークは、国際資本市場協会（ICMA）の「持続可能性連動債原則」及びローン市場協会（LMA）の「持続可能性連動ローン原則」に沿ったものであり、ムーディーズ・インベスターズ・サービスが検証したものである。

発行期間は平均約8年で、平均クーポンは3.66%である。

EFIは、この発行による資金を、負債の満期に関するグループの通常の資金調達ニーズの借り換えに充当する。

エネル、9億ユーロの永久ハイブリッド債を発行、クーポン利率4.750%

2024年2月20日、エネルSpAは欧州市場において、機関投資家向けにユーロ建て、元本総額9億ユーロの非転換劣後永久ハイブリッド債を発行した。

この取引はエネルグループの財務戦略を反映したもので、2024～2026年戦略計画における産業投資に資する資本コストの最適化を目的としている。

この発行は、エネルが2024年12月31日までに1つ又は複数の非転換劣後ハイブリッド社債を発行することを承認した2023年12月18日の取締役会決議に基づき実施された。

非転換劣後永久ハイブリッド社債は900百万ユーロのトランシェで構成され、満期は固定されておらず、関連条項で規定されている通り、償還期限は当社の清算又は清算が行われた場合のみである。

注記43. CONSOB発行体規則第149条に基づく監査法人の報酬

2023年12月31日現在の当社及びその子会社が、2023年度に独立監査人及びそのサービス・ネットワークに属する事業体に支払った費用は、CONSOB発行体規則第149条の12の定めるところに従う以下の要約表のとおりである

サービスの分類	サービスを提供する事業体	フィー（百万ユーロ）
エネルSpA		
監査	内訳：	
	- KPMG SpA	0.9
	ー KPMGネットワーク事業体	-
認証業務	内訳：	
	- KPMG SpA	1.8
	ー KPMGネットワーク事業体	-
その他サービス	内訳：	
	- KPMG SpA	-
	ー KPMGネットワーク事業体	-
合計		**2.7**
エネルSpAの子会社		
監査	内訳：	
	- KPMG SpA	4.6
	ー KPMGネットワーク事業体	9.5
認証業務	内訳：	-
	- KPMG SpA	1.3
	ー KPMGネットワーク事業体	1.2
その他サービス	内訳：	-
	- KPMG SpA	-
	ー KPMGネットワーク事業体	-
合計		**16.6**
合計		**19.3**

前へ　次へ

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2023	of which with related parties	2022	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	11.a	92,882	7,260	135,653	12,939
Other income	11.b	2,683	18	4,864	389
	[Subtotal]	**95,565**		**140,517**	
Costs					
Electricity, gas and fuel	12.a	46,270	11,578	96,896	27,680
Services and other materials	12.b	18,304	3,351	20,228	3,600
Personnel expenses	12.c	5,030		4,570	
Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables	12.d	1,334		1,278	
Depreciation, amortization and other impairment losses	12.e	8,089		7,447	
Other operating costs	12.f	6,125	620	4,685	581
Capitalized costs	12.g	(3,385)		(3,415)	
	[Subtotal]	**81,767**		**131,689**	
Net results from commodity contracts	13	**(2,966)**	(7)	**2,365**	50
Operating profit		**10,832**		**11,193**	
Financial income from derivatives	14	1,558		3,118	
Other financial income	15	2,916	239	3,430	154
Financial expense from derivatives	14	2,167		3,414	
Other financial expense	15	5,966	89	5,880	34
Net income from hyperinflation	15	284		290	
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments[1]	16	(41)		(60)	
Pre-tax profit[1]		**7,416**		**8,677**	
Income taxes	17	2,778		3,523	
Profit/(Loss) from continuing operations[1]		**4,638**		**5,154**	
Attributable to owners of the Parent[1]		3,813		3,573	
Attributable to non-controlling interests		825		1,581	
Profit/(Loss) from discontinued operations[1]	7	**(371)**		**(2,234)**	
Attributable to owners of the Parent[1]		(375)		(1,891)	
Attributable to non-controlling interests		4		(343)	
Profit/(Loss) for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)		**4,267**		**2,920**	
Attributable to owners of the Parent		3,438		1,682	
Attributable to non-controlling interests		829		1,238	
Earnings per share	18				
Basic earnings per share	18				
Basic earnings per share		*0.32*		*0.15*	
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations [1]		*0.36*		*0.34*	
Basic earnings/(loss) per share from discontinued operations [1]		*(0.04)*		*(0.19)*	
Diluted earnings per share	18				
Diluted earnings per share		*0.32*		*0.15*	
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations [1]		*0.36*		*0.34*	
Diluted earnings/(loss) per share from discontinued operations [1]		*(0.04)*		*(0.19)*	

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Share of profit/(loss) of equity-accounted investments" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2023	2022
Profit for the year		**4,267**	**2,920**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		2,714	(1,677)
Change in the fair value of hedging costs		49	(70)
Share of the other comprehensive expense of equity-accounted investments		98	233
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		11	(44)
Change in translation reserve[1]		(523)	959
Cumulative other comprehensive income that may be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations[1]		16	(78)
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined benefit plans		(150)	303
Change in the fair value of equity investments in other companies		3	13
Cumulative other comprehensive income that may not be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations		(1)	21
Total other comprehensive income/(expense) for the year	37	**2,217**	**(340)**
Comprehensive income/(expense) for the year		**6,484**	**2,580**
Attributable to:			
- owners of the Parent		5,172	1,658
- non-controlling interests		1,312	922

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Change in translation reserve" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

Statement of Consolidated Financial Position

Millions of euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2023**		at Dec. 31, 2022	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	19	89,801		88,521	
Investment property	22	97		94	
Intangible assets	23	17,055		17,520	
Goodwill	24	13,042		13,742	
Deferred tax assets[1]	25	9,218		11,175	
Equity-accounted investments	26	1,650		1,281	
Non-current financial derivative assets	27	2,383	*4*	3,970	-
Non-current contract assets	28	444		508	
Other non-current financial assets	29	8,750	*1,930*	8,359	*1,885*
Other non-current assets	31	2,249	*6*	2,486	-
	[Total]	**144,689**		**147,656**	
Current assets					
Inventories	33	4,290		4,853	
Trade receivables	34	17,773	*1,266*	16,605	*1,563*
Current contract assets	28	212		106	
Tax assets		705		561	
Current financial derivative assets	27	6,407		14,830	*5*
Other current financial assets	30	4,320	*174*	13,753	*104*
Other current assets	32	4,099	*92*	4,314	*153*
Cash and cash equivalents	35	6,801		11,041	
	[Total]	**44,616**		**66,063**	
Assets classified as held for sale[1]	36	**5,919**		**6,155**	
TOTAL ASSETS[1]		**195,224**		**219,874**	

(1) Figures for 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Millions of euro	Notes				
LIABILITIES AND EQUITY		**at Dec. 31, 2023**		at Dec. 31, 2022	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity attributable to owners of the Parent					
Share capital		10,167		10,167	
Treasury share reserve		(59)		(47)	
Other reserves		6,551		2,740	
Retained earnings[1]		15,096		15,795	
	[Total]	**31,755**		**28,655**	
Non-controlling interests		**13,354**		**13,425**	
Total equity[1]	37	**45,109**		**42,080**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	38	61,085	*659*	68,191	*774*
Employee benefits	39	2,320		2,202	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	40	6,018		6,055	
Deferred tax liabilities[1]	25	8,217		9,794	
Non-current financial derivative liabilities	27	3,373	*8*	5,895	*9*
Non-current contract liabilities	28	5,743	*18*	5,747	*17*
Other non-current financial liabilities	41	8		-	
Other non-current liabilities	42	4,236		4,246	
	[Total]	**91,000**		**102,130**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	38	4,769	*3*	18,392	*14*
Current portion of long-term borrowings	38	9,086	*111*	2,835	*110*
Provisions for risks and charges (current portion)	40	1,294		1,325	
Trade payables	44	15,821	*2,829*	17,641	*2,810*
Income tax liabilities		1,573		1,623	
Current financial derivative liabilities	27	6,461	*15*	16,141	
Current contract liabilities	28	2,126	*53*	1,775	*43*
Other current financial liabilities	45	909		853	*1*
Other current liabilities	43	14,760	*40*	11,713	*47*
	[Total]	**56,799**		**72,298**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale[1]	36	**2,316**		**3,366**	
Total liabilities[1]		**150,115**		**177,794**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY[1]		**195,224**		**219,874**	

(1) Figures for 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Statement of Changes in Consolidated Equity (note 37)

Millions of euro	Share capital and reserves attributable to owners of the Parent																	
	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Reserve for equity instruments – perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Other reserves	Translation reserve	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	Reserve from equity-accounted investments	Actuarial reserve	Reserve from disposal of equity interests without loss of control	Reserve from acquisitions of non-controlling interests	Retained earnings	**Equity attributable to owners of the Parent**	**Non-controlling interests**	**Total equity**
At December 31, 2021	**10,167**	**7,496**	**(36)**	**5,567**	**2,034**	**2,313**	**(8,125)**	**(2,268)**	**(39)**	**10**	**(721)**	**(1,325)**	**(2,378)**	**(843)**	**17,801**	**29,653**	**12,689**	**42,342**
Application of new accounting policies	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	**(2)**	-	**(2)**
At December 31, 2021 restated	**10,167**	**7,496**	**(36)**	**5,567**	**2,034**	**2,313**	**(8,125)**	**(2,268)**	**(39)**	**10**	**(721)**	**(1,325)**	**(2,378)**	**(843)**	**17,799**	**29,651**	**12,689**	**42,340**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,963)	**(3,963)**	(937)	**(4,900)**
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123)	**(123)**	-	**(123)**
Reclassifications	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**-**
Purchase of treasury shares	-	-	(14)	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	**(14)**	-	**(14)**
Payments of own shares	-	-	3	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	3	**3**	-	**3**
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**8**	-	**8**
Equity instruments – hybrid perpetual bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	-	**-**
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	411	**410**	316	**726**
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	1,365	18	5	-	21	14	4	(30)	-	**1,397**	56	**1,453**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(31)	(10)	5	-	-	(1)	(16)	(319)	-	**(372)**	379	**7**
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	-	-	**879**	**(1,293)**	**(52)**	**(31)**	**224**	**249**	-	-	**1,682**	**1,658**	**922**	**2,580**
of which:																		
- *other comprehensive expense*	-	-	-	-	-	-	879	(1,293)	(52)	(31)	224	249	-	-	-	**(24)**	(316)	**(340)**
- *profit/(loss) for the year*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,682	**1,682**	1,238	**2,920**
At December 31, 2022 restated	**10,167**	**7,496**	**(47)**	**5,567**	**2,034**	**2,332**	**(5,912)**	**(3,553)**	**(81)**	**(22)**	**(476)**	**(1,063)**	**(2,390)**	**(1,192)**	**15,795**	**28,655**	**13,425**	**42,080**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,215)	**(4,215)**	(1,177)	**(5,392)**
Coupons paid to holders of hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(182)	**(182)**	-	**(182)**
Reclassifications	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	(14)	**-**	-	**-**
Purchase of treasury shares	-	-	(21)	-	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	**(26)**	-	**(26)**
Payments of own shares	-	-	9	-	-	(9)	-	-	-	-	-	-	-	-	9	**9**	-	**9**
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3)**	-	**(3)**
Equity instruments – hybrid perpetual bonds	-	-	-	986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**986**	-	**986**
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	291	**291**	202	**493**
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	1,038	49	-	-	4	(2)	-	-	-	**1,089**	(397)	**692**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	-	**(21)**	(11)	**(32)**
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	-	-	**(415)**	**2,111**	**43**	**18**	**97**	**(120)**	-	-	**3,438**	**5,172**	**1,312**	**6,484**
of which:																		
- *other comprehensive expense*	-	-	-	-	-	-	(415)	2,111	43	18	97	(120)	-	-	-	**1,734**	483	**2,217**
- *profit/(loss) for the year*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,438	**3,438**	829	**4,267**
At December 31, 2023	**10,167**	**7,496**	**(59)**	**6,553**	**2,034**	**2,341**	**(5,289)**	**(1,393)**	**(38)**	**10**	**(375)**	**(1,185)**	**(2,390)**	**(1,213)**	**15,096**	**31,755**	**13,354**	**45,109**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2023	of which with related parties	2022	of which with related parties
Profit for the year		**4,267**		**2,920**	
Adjustments for:					
Net impairment losses on trade receivables and other financial assets	12.d	1,355		1,288	
Depreciation, amortization and other impairment losses	12.e	8,457		8,809	
Financial (income)/expense	14-15	3,437		2,499	
Net (gains)/losses from equity-accounted investments	16	(17)		(23)	
Income taxes		2,807		3,470	
Changes in net working capital:		(604)		(3,961)	
- inventories	33	435		(2,166)	
- trade receivables	34	(2,487)	297	(2,783)	(242)
- trade payables	44	(1,165)	19	1,333	(1,272)
- other contract assets	28	(107)		15	
- other contract liabilities	28	172	10	254	31
- other assets/liabilities		2,548	(52)	(614)	(783)
Accruals to provisions		1,403		803	
Utilization of provisions		(1,647)		(1,521)	
Interest income and other financial income collected[1]	14-15	2,049	239	2,715	154
Interest expense and other financial expense paid[1]	14-15	(5,657)	(89)	(5,134)	(34)
Net (income)/expense from measurement of commodities		1,359		(927)	
Income taxes paid	17	(2,958)		(1,934)	
Net capital gains		369		(355)	
Cash flows from operating activities (A)[1]		**14,620**		**8,649**	
of which: discontinued operations		*132*		*(391)*	
Investments in property, plant and equipment	19-22	(11,383)		(11,281)	
Investments in intangible assets	23	(1,385)		(1,961)	
Capital grants received		413		-	
Investments in non-current contract assets		(795)		(1,261)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	8	(17)		(1,275)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	8	2,083		2,032	
(Increase)/Decrease in other investing activities		474		120	
Cash flows used in investing activities (B)		**(10,610)**		**(13,626)**	
of which: discontinued operations		*(442)*		*(351)*	
New long-term borrowings	48.3	6,093		22,399	
Repayments of borrowings	48.3	(6,006)	(125)	(9,359)	(97)
Other changes in net financial debt		(4,072)		(620)	
Collections/(Payments) associated with derivatives connected with borrowings[1]		-		-	
Payments for acquisition of equity investments without change of control and other transactions in non-controlling interests		(25)		12	
Issues/(Redemptions) of hybrid bonds		986		-	
Purchase of treasury shares		(20)		(14)	
Dividends and interim dividends paid		(5,135)		(4,901)	
Coupons paid to holders of hybrid bonds		(182)		(123)	
Cash flows from/(used in) financing activities (C)[1]		**(8,361)**		**7,394**	
of which: discontinued operations		*(16)*		*655*	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**(49)**		**136**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**(4,400)**		**2,553**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year[2]		11,543		8,990	
Cash and cash equivalents at the end of the year[3]		7,143		11,543	

(1) In order to improve presentation, for comparative purposes only, realized financial income and expense connected solely with borrowings have been reclassified from "Collections/(Payments) associated with derivatives connected with borrowings" in the section on cash flows from financing activities to the items "Interest income and other financial income collected" and "Interest expense and other financial expense paid" included in cash flows from operating activities.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €11,041 million at January 1, 2023 (€8,315 million at January 1, 2022), short-term securities equal to €78 million at January 1, 2023 (€88 million at January 1, 2022), cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €98 million at January 1, 2023 (€44 million at January 1, 2022) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €326 million at January 1, 2023 (€543 million at January 1, 2022).

(3) Of which cash and cash equivalents equal to €6,801 million at December 31, 2023 (€11,041 million at December 31, 2022), short-term securities equal to €81 million at December 31, 2023 (€78 million at December 31, 2022), cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €261 million at December 31, 2023 (€98 million at December 31, 2022) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €326 million at December 31, 2022.

Notes to the consolidated financial statements

Basis of presentation

1. Form and content of the consolidated financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the Milan stock exchange.
There were no changes in the company name in 2023.
Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.
The consolidated financial statements of the Group as at and for the year ended December 31, 2023 comprise the financial statements of Enel SpA, its subsidiaries and Group holdings in associates and joint ventures, as well as the Group's share of the assets, liabilities, costs and revenue of joint operations ("the Group").
A list of the subsidiaries, associates, joint operations and joint ventures included in the consolidation scope is attached.
These consolidated financial statements were approved and authorized for publication by the Board of Directors on March 21, 2024.
These consolidated financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements as at and for the year ended December 31, 2023 have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".
The consolidated financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.
The consolidated financial statements consist of the consolidated income statement, the statement of consolidated comprehensive income, the statement of consolidated financial position, the statement of changes in consolidated equity and the consolidated statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities recognized in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Group; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Group.
The income statement classifies costs on the basis of their nature, with separate reporting of profit/(loss) from continuing operations and profit/(loss) from discontinued operations attributable to owners of the Parent and to non-controlling interests.
The consolidated cash flow statement is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations.

In particular, although the Group does not diverge from the provisions of IAS 7 in the classification of items:

- cash flows from operating activities report cash flows from core operations, interest on loans granted and obtained and dividends received from associates or joint ventures;
- investing activities comprise investments in property, plant and equipment and intangible assets and disposals of such assets and contract assets related to service concession arrangements. They include, also, the effects of business combinations in which the Group acquires or loses control of companies, as well as other minor investments;
- cash flows from financing activities include cash flows generated by liability management transactions and leases, dividends and interim dividends paid to owners of the Parent and non-controlling interests and the effects of transactions in non-controlling interests that do not change the status of control of the companies involved;
- a separate item is used to report the impact of exchange rates on cash and cash equivalents and their impact on profit or loss is eliminated in full in order to neutralize the effect on cash flows from operating activities.

For more information on cash flows as reported in the statement of cash flows, please see note 46 "Cash flows".

The consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement bases applied to each individual item, and of non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell.

The consolidated financial statements are presented in euro, the functional currency of the Parent Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.

The consolidated income statement, the statement of financial position and the consolidated statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in note 2.2 "Material accounting policies".

The consolidated financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Use of estimates and management judgment

Preparing the consolidated financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amount of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the period in which the revision is made and in the related future periods.
In order to enhance understanding of the consolidated financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain. Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.
The information included in the consolidated financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

With regard to the effects of climate change issues, the Group believes that climate change represents an implicit element in the application of the methodologies and models used to perform estimates in the valuation and/or measurement of certain accounting items. Furthermore, the Group has also taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management. In this regard, the main items included in the consolidated financial statements at December 31, 2023 affected by management's use of estimates and judgments refer to the impairment of non-financial assets and obligations connected with the energy transition, including those for decommissioning and site restoration of certain generation plants. For further details on these items, please see note 19 "Property, plant and equipment", note 24 "Goodwill", and note 40 "Provisions for risks and charges".

Use of estimates

Revenue from contracts with customers

Revenue from supply of electricity and gas to end users is recognized at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of electricity consumption measured through periodic (and pertaining to the year) meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the period but not yet invoiced that is equal to the difference between the amount of electricity and gas delivered to the distribution network and that invoiced in the period, taking account of any network losses. Revenue between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the daily consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption.
For more details on such revenue, please see note 11.a "Revenue from sales and services".

Impairment of non-financial assets

When the carrying amount of property, plant and equipment, investment property measured at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and investments in associates/joint ventures exceeds its recoverable amount, which is the higher of the fair value less costs to sell and the value in use, the assets are impaired.
Verification of the recoverable amount of such assets is performed in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 24 "Goodwill".
In order to determine the recoverable amount, the Group generally adopts the value in use criterion, intended as the present value of the estimated future cash flows generated by the asset, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and of the specific risks of the asset.
Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions of such amounts could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.
In line with its business model and in the context of the energy transition process, the Group has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. In this regard, where necessary, the Group has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country.
Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in note 24 "Goodwill".

Expected credit losses on financial assets

At the end of each reporting period, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgment in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Group's past experience, current market conditions as well as forward-looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).
For additional details on the general simplified approach used to determine expected credit losses, please see note 48 "Financial instruments by category".
Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.

For trade receivables and contract assets the Group mainly applies a collective approach based on grouping them into specific clusters, taking into account the specific regulatory and business context. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk, does the Group apply an analytical approach.

Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.
For additional details on the key assumptions and inputs used, please see note 48 "Financial instruments by category".

Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012

Italian regulations governing large-scale hydroelectric concessions were significantly modified by the "Simplifications Decree" (Decree Law 135 of 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019). The regulations introduce a number of innovations which, if applied to existing concessions, would require a review of the useful lives of certain investments in hydroelectric plants in order to reflect the possibility that, at the end of the concession, some assets could be transferred free of charge to the new concession holder. However, in estimating the useful lives of these plants, management, with the support of a legal opinion, considered the foreseeable outcome of the appeals promptly lodged by the Group – and others – and the related constitutionality issues, which have also been raised by industrial associations. Consequently, we believe that the legislation raises serious constitutionality issues that will be effectively recognized in the appropriate fora. Accordingly, management deemed it appropriate not to reflect the changes introduced by the regulations and therefore has continued to measure the useful lives of the plants as has been done in previous years under the previous regulatory system, considering this to be the most realistic estimate.
Law 134 of August 7, 2012 containing "urgent measures for growth" (published in the *Gazzetta Ufficiale* of August 11, 2012), introduced a sweeping overhaul of the rules governing hydroelectric concessions. Among its various provisions, the law establishes that five years before the expiration of a major hydroelectric water diversion concession and in cases of lapse, relinquishment or revocation, where there is no prevailing public interest for a different use of the water, incompatible with its use for hydroelectric generation, the competent public entity shall organize a public call for tenders for the award for consideration of the concession for a period ranging from 20 to a maximum of 30 years.
In order to ensure operational continuity, the law also governs the methods of transferring ownership of the business unit necessary to operate the concession, including all legal relationships relating to the concession, from the outgoing concession holder to the new concession holder, in exchange for payment of a price to be determined in negotiations between the departing concession holder and the grantor agency, taking due account of the following elements:

- for intake and governing works, penstocks and outflow channels, which under the consolidated law governing waters and electrical plants are to be relinquished free of charge (Article 25 of Royal Decree 1775 of December 11, 1933), the revalued cost less government capital grants, also revalued, received by the concession holder for the construction of such works, depreciated for ordinary wear and tear;
- for other property, plant and equipment, the market value, meaning replacement value, reduced by estimated depreciation for ordinary wear and tear.

While acknowledging that the new regulations introduce important changes as to the transfer of ownership of the business unit with regard to the operation of the hydroelectric concession, the practical application of these principles faces difficulties, given the uncertainties that do not permit the formulation of a reliable estimate of the value that can be recovered at the end of existing concessions (residual value).
Accordingly, management has decided it could not produce a reasonable and reliable estimate of residual value.
The fact that the legislation requires the new concession holder to make a payment to the departing concession holder prompted management to review the depreciation schedules for assets classified as to be relinquished free of charge prior to Law 134/2012 (until the year ended on December 31, 2011, given that the assets were to be relinquished free of charge, the depreciation period was equal to the closest date between the term of the concession and the end of the useful life of the individual asset), calculating depreciation no longer over the term of the concession but, if longer, over the useful life of the individual assets. If additional information becomes available to enable the calculation of residual value, the carrying amounts of the assets involved will be adjusted prospectively.

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.
For more information on financial instruments measured at fair value, please see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".
In accordance with IFRS 13, the Group includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, using the method discussed in note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".
Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Group's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.
The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare cost.
These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
For more details on the main actuarial assumptions adopted, please see note 39 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 40 "Provisions for risks and charges".
Note 57 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent assets and liabilities for the Group at year end.

Litigation

The Group is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Group, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is likely and a reasonable estimate of the amount of the expense can be made.

Obligations associated with generation plants, including decommissioning and site restoration

Generation activities may entail obligations for the operator with regard to future interventions that will have to be performed following the end of the operating life of the plant.
Such interventions may involve the decommissioning of plants and site restoration, or other obligations linked to the type of generation technology involved. The nature of such obligations may also have a major impact on the accounting treatment used for them.

In the case of nuclear power plants, where the costs regard both decommissioning and the storage of waste fuel and other radioactive materials, the estimation of the future cost is a critical process, given that the costs will be incurred over a very long span of time, estimated at up to 100 years.
The obligation, based on financial and engineering assumptions, is calculated by discounting the expected future cash flows that the Group considers it will have to pay to meet the obligations it has assumed.
The discount rate used to determine the present value of the liability is the pre-tax risk-free rate and is based on the economic parameters of the country in which the plant is located. That liability is quantified by management on the basis of the technology existing at the measurement date and is reviewed each year, taking account of developments in storage, decommissioning and site restoration technology, as well as the ongoing evolution of the legislative framework governing health and environmental protection. Subsequently, the value of the obligation is adjusted to reflect the passage of time and any changes in estimates.
For more information, please see note 40 "Provisions for risks and charges".

Onerous contracts
In order to identify an onerous contract, the Group estimates the non-discretionary costs necessary to fulfil the obligations assumed (including any penalties) under the contract and the economic benefits that are presumed to be obtained from the contract.

Leases
When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Group uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with a similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Group estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain lessee-specific estimates.
One of the most significant judgments for the Group is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Group approach to determine an IBR is based on the assessment of the following three key components:

- the risk-free rate, that consider the currency flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and also the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying Parent or other guarantee;
- the lease related adjustments, in order to reflect into the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

For more information on lease liabilities, please see note 48 "Financial instruments by category".

Income tax

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2023, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits usable in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose future recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to assess the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable profits together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Group should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to profit or loss in the year in which this circumstance arises.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.

For more details on deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 25 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

Identification of operating segments

In accordance with the requirements of IFRS 8, the Group's operating segments are represented by the business lines, identified as components:

- that engage in business activities from which they may earn revenue and incur expenses (including revenue and expenses relating to transactions with other components of the same entity);
- whose operating results are regularly reviewed by management to make decisions about resources to be allocated to the segment and assess their performance; and
- for which discrete financial information is available.

Identification of cash generating units (CGUs)

For impairment testing, if the recoverable amount cannot be determined for an individual asset, the Group identifies the smallest group of assets that generate largely independent cash inflows. The smallest group of assets that generates cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or group of assets is a CGU.
Identifying such CGUs involves management judgments regarding the specific nature of the assets and the business involved (geographical segment, business segment, regulatory framework, etc.). The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets, as well as the evidence that the cash inflows of the group of assets are largely independent of those associated with other assets (or groups of assets).
The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets. In particular, the number and scope of the CGUs are updated systematically to reflect the impact of new business combinations and reorganizations carried out by the Group.
The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated are reported in note 24 "Goodwill".

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Group considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g., safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.
Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Group has taken account of its commitment under the Paris Agreement. For more information, please see note 19 "Property, plant and equipment".

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Group is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.
The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Group the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.
For the purpose of assessing control, management analyzes all facts and circumstances including any agreements with other investors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.). These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Group holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.
Following such analysis of the existence of control, in application of IFRS 10 the Group consolidated certain companies on a line-by-line basis even though it did not hold more than half of the voting rights, determining that the requirements for *de facto* control existed.
Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in an entity, the Group considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Group reassesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control. Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of the parties that share joint control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
Following that analysis, the Group has considered its interest in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II as a joint operation.
The Group re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.
For more information on the Group's investments in joint ventures, please see note 26 "Equity-accounted investments".

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Group exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Group has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.

In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

The Group re-assesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.

For more information on the Group's equity investments in associates, please see note 26 "Equity-accounted investments".

Determination of non-current assets (or disposal groups) held for sale and discontinued operations

An asset is classified as "held for sale" when its sale is highly probable.

To determine whether a sale is highly probable, the Group considers whether:

- management has committed to a plan to sell the asset (or disposal groups), and an active program to locate a buyer and complete the plan has been initiated;
- the sale should be expected to qualify for recognition as a completed sale within one year from the date of classification, except where the delay is caused by events or circumstances beyond the Group's control and there is sufficient evidence that the Group remains committed to its plan to sell the asset;
- the actions required to complete the plan should indicate that it is unlikely that significant changes to the plan will be made or that the plan will be withdrawn.

In addition, an asset (or group of assets) shall be presented as a discontinued operation when it is classified as held for sale and:

- represents a separate major business line or geographical area of operations;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major business line or geographical area of operations; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

Application of "IFRIC 12 - Service Concession Arrangements" to concessions

The Group, as operator, applies IFRIC 12 to "public-to-private" service concession arrangements, under which a public entity (the grantor) conveys to an operator the right to manage the infrastructure used to provide services.

More specifically, management assesses whether "public-to-private" service concession arrangements are within the scope of IFRIC 12 on the basis of whether:

- the grantor controls or regulates what services the operator must provide with the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price; and
- the grantor controls – through ownership, beneficial entitlement or otherwise – any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.

On the basis of that analysis, the provisions of IFRIC 12 are applicable to the service concession arrangements of a number of companies that operate primarily in Brazil.

Further details about service concession arrangements in the scope of IFRIC 12 are provided in note 20 "Infrastructure within the scope of 'IFRIC 12 - Service Concession Arrangements'".

Revenue from contracts with customers

The Group carefully analyzes the contractual terms and conditions on a jurisdictional level in order to determine when a contract exists and the terms of that contract's enforceability so as to apply IFRS 15 only to such contracts.

When a contract includes multiple promised goods or services, in order to assess if they should be accounted for separately or as a group, the Group considers both the individual characteristics of goods/services (i.e. whether they are distinct or are a series of distinct goods or services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customer), and the nature of the promise within the context of the contract. To this end, it is necessary to evaluate all the facts and circumstances relating to the specific contract under the relevant legal and regulatory framework. To evaluate when a performance obligation is satisfied, the Group evaluates when the control of the goods or services is transferred to the customer, assessed primarily from the perspective of the customer.
For each performance obligation, and in relation to the type of transaction:

- revenue is recognized over time on the basis of the progress towards complete satisfaction of the performance obligation, as in the case of the provision of services. The measurement of progress towards complete satisfaction of a performance obligation is carried out consistently for performance obligations and similar circumstances using an "output" or "input" method. In particular, the cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress except when a specific analysis of the contract counsels the use of an alternative method. If it should prove impossible to reasonably assess progress towards satisfaction of the performance obligation, the Group recognizes revenue only to the extent of the incurred costs that are considered recoverable;
- if, on the other hand, the performance obligation is satisfied at a given moment, as in the case of the supply of goods, revenue is recognized at the point in time in which the customer obtains the control of the goods, considering all relevant indicators.

The Group considers all relevant facts and circumstances in determining whether a contract includes variable consideration (i.e. consideration that may vary or depends upon the occurrence or non-occurrence of a future event). In estimating variable consideration, the Group uses the method that better predicts the consideration to which it will be entitled, applying it consistently throughout the contract and for similar contracts, also considering all available information, and updating such estimates until the uncertainty is resolved. The Group includes the estimated variable consideration in the transaction price only to the extent that it is highly probable that a significant reversal in the cumulative revenue recognized will not occur when the uncertainty is resolved.

The Group considers that it is an agent in some contracts in which it is not primarily responsible for fulfilling the contract and therefore it does not control goods or services before they are being transferred to customers. For example, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities depending on local legal and regulatory framework.

For contracts that have more than one performance obligation (e.g., "bundled" sale contracts), the Group generally allocates the transaction price to each performance obligation in proportion to its stand-alone selling price. The Group determines stand-alone selling prices considering all information and using observable prices when they are available in the market or, if not, using an estimation method that maximizes the use of observable inputs and applying it consistently to similar arrangements.
If the Group evaluates that a contract includes an option for additional goods or services (e.g., customer loyalty programs or renewal options) that represents a material right, it allocates the transaction price to this option since the option gives rise to an additional performance obligation.

The Group assesses recoverability of the incremental costs of obtaining a contract either on a contract-by-contract basis, or for a group of contracts if those costs are associated with the group of contracts.
The Group supports the recoverability of such costs on the basis of its experience with other similar transactions and evaluating various factors, including potential renewals, amendments and follow-on contracts with the same customer.

The Group amortizes such costs over the average customer term. In order to determine this expected period of benefit from the contract, the Group considers its past experience (e.g., "churn rate"), the predictive evidence from similar contracts and available information about the market.

Power Purchase Agreements

Power Purchase Agreements (PPAs), which provide for the physical delivery of energy and which do not comply with the requirements of IFRS 10 for the existence of control or joint control over a company or an asset, and IFRS 16 for the recognition of a lease, but which comply with the definition of a derivative under IFRS 9, are accounted for on the basis of the own use exemption when the relevant conditions are met.
For more information on Virtual PPAs complying with the definition of derivative pursuant to IFRS 9, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.
In order to evaluate the contractual cash flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For more details, please see note 48 "Financial instruments by category".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of the Group's risk management strategies.
Accordingly, at the inception of the transaction the Group documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.
On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, is evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

For additional details on the key assumptions about effectiveness assessment and ineffectiveness measurement, please see note 51.1 "Derivatives designated as hedging instruments".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires considerable professional judgments for application of IFRS 16. In particular, this regards:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Group operates;
- the identification of the non-lease component into the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine whether the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

For more information on leases, please see note 21 "Leases".

Uncertainty over income tax treatments

The Group determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments, taking account of local tax regulations.

The Group makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

For more information on income taxes, please see note 17 "Income taxes".

2.2 Material accounting policies

Related parties

Pursuant to IAS 24, related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company. Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprise management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the Company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries

Pursuant to IFRS 10, subsidiaries are all entities over which the Group has control. For more information on the definition of control, please see section "Determination of the existence of control" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

The financial statements of subsidiaries used to prepare the consolidated financial statements were prepared at December 31, 2023 in accordance with the accounting policies adopted by the Group.

If a subsidiary uses different accounting policies from those adopted in preparing the consolidated financial statements for similar transactions and facts in similar circumstances, appropriate adjustments are made to ensure conformity with Group accounting policies.

The figures of the subsidiaries are consolidated on a full line-by-line basis as from the date control is acquired until such control ceases.

Profit or loss for the year and the other comprehensive income are attributed to owners of the Parent and non-controlling interests, even if this results in a loss for non-controlling interests.

All intercompany assets and liabilities, equity item, revenue, expenses and cash flows relating to transactions between entities of the Group are eliminated in full.
Changes in ownership interest in subsidiaries that do not result in loss of control are accounted for as equity transactions, with the carrying amounts of the controlling and non-controlling interests adjusted to reflect changes in their interests in the subsidiary. Any difference between the amount to which non-controlling interests are adjusted and the fair value of the consideration paid or received is recognized in consolidated equity.
When the Group ceases to have control over a subsidiary, any interest retained in the entity is remeasured to its fair value, recognized through profit or loss, at the date when control is lost, recognizing any gain or loss from the loss of control through profit or loss. In addition, any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former subsidiary are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.

Investments in associates and joint ventures

In the consolidated financial statements, investments in associated companies and joint arrangements are measured in accordance with the requirements established by "IAS 28 - Investments in Associates and Joint Ventures" and "IFRS 11 - Joint Arrangements". In this respect, an associate is an entity over which the Group has significant influence, while a joint venture is a joint arrangement over which the Group exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement.
The Group's investments in associates and joint ventures are accounted for using the equity method, under which these investments are initially recognized at cost and any goodwill arising from the difference between the cost of the investment and the Group's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities at the acquisition date is included in the carrying amount of the investment.
After the acquisition date, their carrying amount is adjusted to recognize changes in the Group's share of profit or loss of the associate or joint venture in Group profit or loss. Adjustments to the carrying amount may also be necessary following changes in the Group's share in the associate or joint venture as a result of changes in the other comprehensive income of the investee. The Group's share of these changes is recognized in the Group's other comprehensive income.
Distributions received from joint ventures and associates reduce the carrying amount of the investments.
Gains and losses resulting from transactions between the Group and the associates or joint ventures are eliminated to the extent of the interest in the associate or joint venture.
The financial statements of the associates or joint ventures are prepared for the same reporting period as the Group.
After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognize an impairment loss on its investment in an associate or joint venture. If there is objective evidence of a loss of value, the entire carrying amount of the investment undergoes impairment testing pursuant to IAS 36 as a single asset. For more information on impairment, please see the section "Impairment of non-financial assets" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

If the investment ceases to be an associate or a joint venture, the Group recognizes any retained investment at its fair value, through profit or loss. Any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former associate or joint venture are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.
If the ownership interest in an associate or a joint venture is reduced, but the Group continues to exercise a significant influence or joint control, the Group continues to apply the equity method and the share of the gain or loss that had previously been recognized in other comprehensive income relating to that reduction is accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.
Joint operations are joint arrangements whereby the Group, which holds joint control, has rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement. For each joint operation, the Group recognized assets, liabilities, costs and revenue on the basis of the provisions of the arrangement rather than the interest held.
Where there is an increase in the interest in a joint arrangement that meets the definition of a business:

- if the Group acquires control, and had rights over the assets and obligations for the liabilities of the joint arrangement immediately before the acquisition date, then the transaction represents a business combination achieved in stages, with the remeasurement of the interest it held previously in the joint operation at its fair value at each acquisition date;
- if the Group obtains joint control (i.e. it already had an interest in a joint operation without holding joint control), the interest previously held in the joint operation shall not be remeasured.

For more information on the Group's investments in associates and joint ventures, please see note 26 "Equity-accounted investments".

Translation of foreign currency items

Pursuant to "IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.
Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the spot exchange rate prevailing at the reporting date.
Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date the fair value was determined.
Any exchange differences are recognized through profit or loss.
In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

Translation of financial statements denominated in a foreign currency

For the purposes of the consolidated financial statements, all revenue, expenses, assets and liabilities are stated in euro, which is the presentation currency of the Parent.
Pursuant to IAS 21, in order to prepare the consolidated financial statements, the financial statements of consolidated companies with functional currencies other than the presentation currency used in the consolidated financial statements are translated into euros by applying the closing exchange rate to the assets and liabilities, including goodwill and consolidation adjustments, and the average exchange rate for the period to the income statement items on the condition it approximates the exchange rates prevailing at the date of the respective transactions.
Any resulting exchange gains or losses are recognized as a separate component of equity in a special reserve. The gains and losses are recognized proportionately in the income statement on the disposal (partial or total) of the subsidiary.
When the functional currency of a consolidated company is the currency of a hyperinflationary economy, the Group restates the financial statements in accordance with "IAS 29 - Financial Reporting in Hyperinflationary Economies" before applying the specific conversion method set out below.
In order to consider the impact of hyperinflation on the local currency exchange rate, the financial position and performance (i.e. assets, liabilities, equity items, revenue and expenses) of a company of the Group whose functional currency is the currency of a hyperinflationary economy are translated into the Group's presentation currency (the euro) using the exchange rate prevailing at the reporting date, except for comparative amounts presented in the previous year's financial statements which are not adjusted for subsequent changes in the price level or subsequent changes in exchange rates.

Goodwill

Goodwill represents the future economic benefits arising from other assets acquired in a business combination that are not individually identified and separately recognized and is recognized in the consolidated financial statements as at the date of acquisition of control of the business.
To this end, the Group recognizes business combinations using:

- the "purchase method", for all business combinations initiated before January 1, 2010 and completed within that financial year on the basis of IFRS 3 (2004), where the purchase cost is equal to the fair value at the date of the exchange of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, plus costs directly attributable to the acquisition. This cost was allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values. Any positive difference between the cost of the acquisition and the fair value of the net assets acquired attributable to owners of the Parent was recognized as goodwill. The carrying amount of non-controlling interests was determined in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net assets. In the case of business combinations achieved in stages, at the date of

acquisition any adjustment to the fair value of the net assets acquired previously was recognized in equity; the amount of goodwill was determined for each transaction separately based on the fair values of the acquiree's net assets at the date of each exchange transaction;

- the "acquisition method", for all business combinations carried out as from January 1, 2010 that are recognized on the basis of IFRS 3 (2008), which is referred to as IFRS 3 (Revised) hereafter, where the purchase cost (the consideration transferred) is equal to the fair value at the purchase date of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, as well as any equity instruments issued by the purchaser. The purchase cost includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement. The consideration transferred is allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values as at the acquisition date. In this regard, goodwill is defined as the excess of the consideration transferred, measured at fair value as at the acquisition date, the amount of any non-controlling interest in the acquiree plus the fair value of any equity interest in the acquiree previously held by the Group (in a business combination achieved in stages) over the net amount of the identifiable assets acquired and the liabilities incurred or assumed measured at fair value. The carrying amount of non-controlling interests is determined either in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net identifiable assets of the acquiree or at their fair value as at the acquisition date.

IFRS 3 (Revised) requires, among other things, the following:

- costs directly attributable to the acquisition are recognized through profit or loss;
- in the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition of control the previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value and any positive or negative difference is recognized in profit or loss;
- any contingent consideration is recognized at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration classified as an asset or a liability, or as a financial instrument within the scope of IFRS 9, are recognized in profit or loss. If the contingent consideration is not within the scope of IFRS 9, it is measured in accordance with the appropriate IFRS-IAS. Contingent consideration that is classified as equity is not re-measured, and its subsequent settlement is accounted for within equity;
- if the fair values of the assets, liabilities and contingent liabilities can only be calculated on a provisional basis, the business combination is recognized using such provisional values. Any adjustments resulting from the completion of the measurement process are recognized within 12 months of the date of acquisition, restating comparative figures.

Goodwill arising on the acquisition of subsidiaries is recognized separately. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for impairment at least annually. For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each CGU or group of CGUs that is expected to benefit from the synergies of the combination.

For more information, please see the section "Impairment of non-financial assets" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Goodwill relating to equity investments in associates and joint venture is included in their carrying amount.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by IFRS, the Group applies IFRS 13.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).

The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Group has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are motivated but not forced or otherwise compelled to do so.

When measuring fair value, the Group considers the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Group itself.

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Group uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Pursuant to IAS 16, property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.

The cost is also increased by the present value of the estimate of the costs of decommissioning and restoring the site on which the asset is located where there is a legal or constructive obligation to do so. The corresponding liability is recognized under provisions for risks and charges. For more information on changes in the estimate of these costs, the passage of time and the discount rate, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgement".

Property, plant and equipment transferred from customers to connect them to the electricity distribution network and/or to provide them with other related services is initially recognized at its fair value at the date on which control is obtained.

Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset, i.e. an asset that takes a substantial period of time to get ready for its intended use or sale, are capitalized as part of the cost of the assets themselves. Borrowing costs associated with the purchase/construction of assets that do not meet such requirement are expensed in the period in which they are incurred.

Certain assets that were revalued at the IFRS transition date or in previous periods are recognized at their fair value, which is considered to be their deemed cost at the revaluation date.

Where individual items of major components of property, plant and equipment have different useful lives, the components are recognized and depreciated separately.

Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Group and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.

The cost of replacing part or all of an asset is recognized as an increase in the carrying amount of the asset and is depreciated over its useful life; the carrying amount of the replaced unit is derecognized through profit or loss.

Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually. Any changes in depreciation criteria shall be applied prospectively. Depreciation begins when the asset is

available for use. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Civil buildings	10-60 years
Buildings and civil works incorporated in plants	10-100 years
Hydroelectric power plants:	
- penstock	10-65 years
- mechanical and electrical machinery	10-65 years
- other fixed hydraulic works	10-100 years
Thermal power plants:	
- boilers and auxiliary components	20-40 years
- gas turbine components	10-40 years
- mechanical and electrical machinery	5-40 years
- other fixed hydraulic works	60 years
Nuclear power plants	50 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	20 years
- turbines and generators	10-50 years
- turbine parts in contact with fluid	10 years
- mechanical and electrical machinery	20-40 years
Wind power plants:	
- towers	20-30 years
- turbines and generators	20-30 years
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Public and artistic lighting:	
- public lighting installations	10-20 years
- artistic lighting installations	20 years
Transport lines	10-60 years
Transformer stations	20-55 years
Distribution plants:	
- high-voltage lines	10-60 years
- primary transformer stations	10-50 years
- low- and medium-voltage lines	10-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	5-40 years
- electricity balance measurement equipment	10 years
- electronic meters	15 years
Charging stations	7-15 years

The useful life of leasehold improvements is determined on the basis of the term of the lease or, if shorter, on the duration of the benefits produced by the improvements themselves.
Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e. at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

Assets to be relinquished free of charge

The Group's plants include assets to be relinquished free of charge at the end of the concessions. These mainly regard major water diversion works and the public lands used for the operation of the thermal power plants.
Within the Italian regulatory framework in force until 2011, if the concessions are not renewed, at those dates all intake and governing works, penstocks, outflow channels and other assets on public lands were to be relinquished free of charge to the State in good operating condition. Accordingly, depreciation on assets to be relinquished was calculated over the shorter of the term of the concession and the useful life of the assets.
In the wake of the legislative changes introduced with Law 134 of August 7, 2012, the assets previously classified as assets "to be relinquished free of charge" connected with the hydroelectric water diversion concessions are now considered in the same manner as other categories of "property, plant and equipment" and are therefore depreciated over the useful life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012", which you are invited to consult for more details.

In accordance with Spanish laws 29/1985 and 46/1999, hydroelectric power stations in Spanish territory operate under administrative concessions at the end of which the plants will be returned to the government in good operating condition. The terms of the concessions extend up to 2078.
A number of generation companies that operate in Latin America hold administrative concessions with similar conditions to those applied under the Spanish concession system. These concessions will expire in Argentina in 2087, in Brazil in 2047, in Costa Rica in 2031, in Panama and in Guatemala in 2062.

Service concession arrangements

When acting as operator under "public-to-private" service concession arrangements, the Group constructs/upgrades infrastructure used to provide a public service and/or operates and maintains that infrastructure for the years of the concession, in accordance with the terms specified in the contract.
In these circumstances, the Group does not account for the infrastructure operated under a service concession arrangement within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment, recognizing and measuring revenue in accordance with IFRS 15 for the services it performs. In particular, when the Group provides construction or upgrade services, depending on the characteristics of the service concession arrangement, it recognizes:

- a financial asset, if the Group has an unconditional contractual right to receive cash or another financial asset from the grantor (or from a third party at the direction of the grantor), that is the grantor has little discretion to avoid payment; and/or
- an intangible asset, if the Group receives the right (a license) to charge users of the public service provided and thus does not have an unconditional right to receive cash because the amounts are contingent on the extent that the public uses the service.

If the Group (as operator) has a contractual right to receive an intangible asset, borrowing costs are capitalized using the criteria specified in note 19 "Property, plant and equipment".
However, for construction/upgrade services, both types of consideration are classified as a contract asset during the construction/upgrade period.
For more details about such consideration, please see note 11.a "Revenue from sales and services".
Conversely, where the service concession arrangement provides for the infrastructure used for to operate the concessions themselves do not comply with the requirements established by IFRIC 12 and, in particular, are owned and available to the operator or have an indefinite expiry, the carrying amount of the assets attributable to these concessions is recognized under "Property, plant and equipment" and accounted for in accordance with IAS 16.
Information on the main characteristics of the Group's service concession arrangements can be found in note 20 "Infrastructure within the scope of 'IFRIC 12 - Service Concession Arrangements'".

Leases

At inception of a contract, the Group assesses whether a contract is, or contains, a lease applying the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.

When the Group acts as a lessee, it recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e. the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to retire and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets.

	Average residual life (years)
Buildings	8
Ground rights of energy plants	32
Vehicles and other means of transport	4

If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Group at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Group will exercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
In addition, the right-of-use assets are subject to impairment testing and adjusted for any remeasurement of lease liabilities.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term, discounted using the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the period in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Group applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. For example, the Group has leases of certain office equipment (i.e. personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.

Intangible assets

Pursuant to IAS 38, intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Group, when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
They are measured at purchase or internal development cost for internally generated assets and are recognized only when the Group can demonstrate the technical feasibility of completing the asset, its intention and ability to complete development and to use or sell the asset and the availability of resources to complete the asset.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. For more information on estimating useful life, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and note 23 "Intangible assets".
Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.
The Group's intangible assets have a finite useful life, with the exception of a number of concessions and goodwill.
Intangible assets with indefinite useful lives are not amortized, but are tested for impairment annually.
The assessment of indefinite useful life is reviewed annually to determine whether the indefinite useful life continues to be supportable. If not, the change in useful life from indefinite to finite is accounted for as a change in accounting estimate.

Development expenditure:	
- internally generated	5 years
- acquired	3-26 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	3-10 years
- acquired	3-10 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	20 years
- acquired	10-18 years
Other:	
- internally generated	2-28 years
- acquired	3-15 years

The Group presents costs to obtain a contract with a customer capitalized in accordance with IFRS 15 as intangible assets, only if:

- the costs are incremental, that is they are directly attributable to an identified contract and the Group would not have incurred them if the contract had not been obtained;
- the Group expects to recover them, through reimbursements (direct recoverability) or the margin (indirect recoverability).

In particular, the Group generally capitalizes trade fees and commissions paid to agents for such contracts if the capitalization criteria are met.
Capitalized customer contract costs are amortized on a systematic basis, consistent with the pattern of the transfer of the goods or services to which they relate, and undergo impairment testing to identify any impairment losses to the extent that the carrying amount of the asset recognized exceeds the recoverable amount.
The Group amortizes the capitalized customer contract costs on a straight-line basis over the expected period of benefit from the contract (i.e. the average term of the customer relationship); any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis.

Impairment of non-financial assets

Pursuant to "IAS 36 - Impairment of assets", at each reporting date, property, plant and equipment, investment property recognized at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment (using internal and external sources of information).

CGUs to which goodwill is allocated, intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets can be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the Group's most recent Business Plan. For the estimate of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
The recoverable amount is determined for an individual asset, unless the asset do not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets and therefore it is determined for the CGU to which the asset belongs.
If the carrying amount of an asset or of a CGU to which it is allocated is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss and presented under "Depreciation, amortization and other impairment losses".
Impairment losses of CGUs are firstly charged against the carrying amount of any goodwill attributed to it and then against the other assets, in proportion to their carrying amount.
If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer apply, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and other impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized. The original amount of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer apply.

Inventories

Pursuant to IAS 2, inventories are measured at the lower of cost and net realizable value except for inventories involved in trading activities, which are measured at fair value with recognition through profit or loss. Cost is determined on the basis of average weighted cost, which includes related ancillary charges. Net estimated realizable value is the estimated normal selling price net of estimated costs to sell or, where applicable, replacement cost.
For the portion of inventories held to discharge sales that have already been made, the net realizable value is determined on the basis of the amount established in the contract of sale.
Inventories include environmental certificates (for example, green certificates, energy efficiency certificates and European CO_2 emissions allowances and guarantees of origin and renewable energy certificates) not used for compliance in the reporting period. These inventories are allocated to different portfolios, distinguishing between those held for trading or non-trading purposes. For more details on inventories, please see note 58 "Environmental programs".
Materials and other consumables (including energy commodities) held for use in production are not written down if it is expected that the final product in which they will be incorporated will be sold at a price sufficient to enable recovery of the cost incurred.

Financial instruments

Financial instruments are recognized and measured in accordance with "IAS 32 - Financial Instruments: Presentation" and "IFRS 9 - Financial Instruments".
A financial asset or liability is recognized in the consolidated financial statements when, and only when, the Group becomes party to the contractual provision of the instrument (i.e. the trade date).
Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Group applies the practical expedient allowed by IFRS 15.
Conversely, the Group initially measures financial assets other than the above-mentioned trade receivables at their fair value plus, in the case of a financial asset not measured at fair value through profit or loss, transaction costs.
Financial assets are classified, at initial recognition, as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both:

- the Group's business model for managing financial assets, that is the way in which the Group manages its financial assets in order to generate cash flows (i.e. collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both); and
- the contractual cash flow characteristics of the instrument, to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest based on the SPPI test.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in four categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);

- financial assets at fair value through OCI with reclassification of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.
Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.
Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)– Debt instruments

Financial assets at fair value through other comprehensive income are assets held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling financial assets and whose contractual cash flows give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Changes in fair value for these financial assets are recognized in other comprehensive income as well as loss allowances that do not reduce the carrying amount of the financial assets.
When a financial asset is derecognized (e.g., at the time of sale), the cumulative gains and losses previously recognized in equity (except impairment and foreign exchange gains and losses to be recognized in profit or loss) are reversed to profit or loss.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) – Equity instruments

This category includes mainly equity investments in other entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Group may transfer the cumulative gain or loss within equity.
Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represent a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or held principally for the purpose of selling or repurchasing in the short term (i.e. securities, financial investments in funds, etc.);
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments;
- financial assets that qualify as contingent consideration.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.

This category also includes equity investments which the Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on such investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income (FVOCI), contract assets and all other assets within the scope of IFRS 9.

The impairment model adopted by the Group in compliance with IFRS 9 is based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach.

For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the asset, generally equal to 12 months.

For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition.

The Group recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date.

The Group applies the low credit risk exemption, avoiding the recognition of loss allowances at an amount equal to lifetime expected credit losses due to a significant increase in credit risk of debt securities at fair value through OCI, whose counterparty has a strong financial capacity to meet its contractual cash flow obligations (e.g., investment grade).

For more information on the impairment of financial assets, please see note 48 "Financial instruments by category".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid short-term financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value. In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.

Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Group becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss mainly include:

- financial liabilities held for trading incurred for the purpose of repurchasing in the near term;

- derivative financial instruments entered into by the Group that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9;
- financial liabilities that qualify as contingent consideration.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:

- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Group has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Group has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

On derecognition of a financial asset, the Group recognizes the difference between the carrying amount (measured at the date of derecognition) and the consideration received through profit or loss.

Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.

When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments

Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.

All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.

Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting, and derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Group intention to hold the financial instrument till maturity or not.

For more details on derivatives and hedge accounting, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

Embedded derivatives

An embedded derivative is a derivative included in a "combined" contract (the so-called "hybrid instrument") that contains another non-derivative contract (the so-called "host contract") and gives rise to some or all of the combined contract's cash flows.

Embedded derivatives are separated from the host contract and accounted for as derivatives when:

- the host contract is not a financial instrument measured at fair value through profit or loss;
- the economic risks and characteristics of the embedded derivative are not closely related to those of the host contract;
- a separate contract with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative.

Embedded derivatives that are separated from the host contract are recognized in the consolidated financial statements at fair value with changes recognized in profit or loss (except when the embedded derivative is part of a designated hedge relationship).

Contracts that do not represent financial instruments to be measured at fair value are analyzed in order to identify any embedded derivatives, which are to be separated and measured at fair value. This analysis is performed when the Group becomes party to the contract or when the contract is renegotiated in a manner that significantly changes the original associated cash flows.

The main Group contracts that may contain embedded derivatives are contracts to buy or sell energy commodities.

Contracts to buy or sell non-financial items

In general, contracts to buy or sell non-financial items that are entered into and continue to be held for receipt or delivery in accordance with the Group's normal expected purchase, sale or usage requirements are out of the scope of IFRS 9 and then recognized as executory contracts, in accordance with the "own use exemption".

A contract to buy or sell non-financial items is classified as "normal purchase or sale" if it is entered into:

- for the purpose of the physical settlement;
- in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements.

Moreover, contracts to buy or sell non-financial items with physical settlement (for example, fixed-price forward contracts on energy commodities) that do not qualify for the own use exemption are recognized as derivatives measured at fair value from the trade date only if:

- they can be settled net in cash; and
- they are not entered into in accordance with the Group's expected purchase, sale or usage requirements.

Trading contracts are valued at fair value through profit or loss; the results of the measurement of changes in the fair value of contracts still outstanding at the reporting date are recognized on a net basis under the item "Net results from commodity contracts", while at the settlement date:

- the results of the measurement of changes in the fair value of closed contracts for the sale of energy commodities as well as the related revenue, together with the impact on profit or loss of the derecognition of the derivative, are recognized under "Revenue from sales and services";
- the results of the measurement of changes in the fair value of closed contracts for the purchase of energy commodities as well as the related cost, together with the impact on profit or loss of the derecognition of the derivative, are recognized under "Electricity, gas and fuel" and "Services and other materials".

Contracts to buy or sell non-financial items falling within the scope of application of IFRS 9 can also be subsequently designated as hedging instruments if they satisfy the requirements for hedge accounting.

The Group analyzes all contracts to buy or sell non-financial assets on an ongoing basis, with a specific focus on forward purchases and sales of electricity and energy commodities, in order to determine if they shall be classified and treated in accordance with IFRS 9 or if they have been entered into for "own use".

Offsetting of financial assets and liabilities

The Group offsets financial assets and liabilities when it:

- currently has a legally enforceable right to set off the recognized amounts; and
- intends either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Hyperinflation

Pursuant to IAS 29, in a hyperinflationary economy, the Group adjusts non-monetary items, equity and items deriving from index-linked contracts up to the limit of recoverable amount, using a price index that reflects changes in general purchasing power.

The effects of initial application are recognized in equity net of tax effects. Conversely, during the hyperinflationary period (until it ceases), the gain or loss resulting from adjustments is recognized in profit or loss and disclosed separately in financial income and expense.

These provisions are applied to the Group's transactions in Argentina, whose economy has been declared hyperinflationary since July 1, 2018.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

Pursuant to IFRS 5, non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.

This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.

For more details on the requirements for determining whether a sale is highly probable, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

If the Group is committed to a sale program involving loss of control of a subsidiary and the requirements provided for under IFRS 5 are met, all the assets and liabilities of that subsidiary are classified as held for sale when the classification criteria are met, regardless of whether the Group will retain a non-controlling interest in its former subsidiary after the sale.

The Group applies these classification criteria as envisaged in IFRS 5 to an investment, or a portion of an investment, in an associate or a joint venture. Any retained portion of an investment in an associate or a joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion that is classified as held for sale takes place.

Non-current assets (or disposal groups) and liabilities of disposal groups classified as held for sale are presented separately from other assets and liabilities in the consolidated statement of financial position.
The amounts presented for non-current assets or for the assets and liabilities of disposal groups classified as held for sale are not reclassified or re-presented for prior periods presented.
Immediately before the initial classification of non-current assets (or disposal groups) as held for sale, the carrying amounts of such assets (or disposal groups) are measured in accordance with the accounting standard applicable to those assets or liabilities. Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell. Impairment losses for any initial or subsequent write-down of the assets (or disposal groups) to fair value less costs to sell and gains for their reversals are recognized in profit or loss from continuing operations.
Non-current assets are not depreciated (or amortized) while they are classified as held for sale or while they are part of a disposal group classified as held for sale.
If a component of the Group is a discontinued operation, the Group presents, in a separate line item of the income statement, a single amount comprising the total of:

- the post-tax profit or loss of discontinued operations; and
- the post-tax gain or loss recognized on the measurement at fair value less costs to sell or on the disposal of the assets or disposal groups constituting the discontinued operation.

The corresponding amount is restated in the income statement for prior periods presented in the financial statements, so that the disclosures relate to all operations that are discontinued by the end of the current reporting period. If the Group ceases to classify a component as held for sale, the results of the component previously presented in discontinued operations are reclassified and included in profit or loss from continuing operations for all periods presented.

Environmental certificates

In the absence of specific IAS/IFRS rules, the accounting treatment adopted by the Group complies with the general rules included in the body of applicable IAS/IFRS accounting standards and with international best practice.
In particular, the Group accounting treatment of environmental certificates reflects the business model of the entities involved and, therefore, the different features of the business conducted by these entities, distinguishing between those that generate electricity from renewable sources, obligated parties, traders and other entities that operate in the energy services sector even though they are not obligated parties.
Further details on the application of this accounting model are provided in note 58 "Environmental programs".

Employee benefits

Post-employment and other long-term benefits

Pursuant to IAS 19, the Group determines separately for each plan liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment or other long-term benefits accrued during the employment period. The Group uses actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method) and an appropriate discount rate to determine the present value of those plans.

The liability, net of any plan assets, is recognized on an accrual basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.

If the plan assets exceed the present value of the related defined benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.

As regards the liabilities/(assets) of defined benefit plans, the Group recognizes the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest) in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.

In addition, the Group is involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized through profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the period.

Termination benefits

Pursuant to IAS 19, liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Group's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment.

Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the entity can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the entity recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits.

Share-based payments

The Group undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer/General Manager and for key management personnel.

The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component (settled with equity instruments) and a monetary component (paid in cash), which will accrue if specific conditions are met.

Pursuant to IFRS 2, the Group classifies the monetary component as a cash-settled transaction if it is based on the price (or value) of the equity instruments of the company that issued the plan or, in other cases, as another long-term employee benefit.

In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 53 "Share-based payments".

In particular for the equity component, the Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the period in which the conditions for remaining in service and for achieving certain results must be satisfied (vesting period) and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in a specific equity item, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e. the issuer shares) at the grant date.

The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to the Group of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions or non-vesting conditions will be satisfied at the end of the vesting period.

Conversely, if the incentive based on equity instruments is paid in cash, the Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the vesting period and a corresponding liability measured at the fair value of the liability incurred. Subsequently, and until its extinction, the liability is remeasured at fair value at each reporting date, considering the best possible estimate of the incentive that will vest, with changes in fair value recognized under personnel expenses.

Provisions for risks and charges

Pursuant to IAS 37, provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact of the time value of money is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and, if applicable, the risks specific to the liability.

If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.

When the Group expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.

Where the liability relates to decommissioning and/or site restoration in respect of property, plant and equipment, the initial recognition of the provision is made against the related asset and the expense is then recognized in profit or loss through the depreciation of the asset involved.

Where the liability regards the treatment and storage of nuclear waste and other radioactive materials, the provision is recognized against the related operating costs.

A liability for restructuring refers to a program planned and controlled by management that materially changes the scope of a business undertaken by the Group or the manner in which the business is conducted. Such a liability is recognized when a constructive obligation is established, i.e. when the Group has approved a detailed formal restructuring plan and has started to implement the plan or has announced its main features to those affected by it.

Provisions do not include liabilities in respect of uncertain income tax treatments that are recognized as tax liabilities.

The Group could provide a warranty in connection with the sale of a product (whether a good or service) from contracts with customers in the scope of IFRS 15, in accordance with the contract, the law or its customary business practices. In this case, the Group assesses whether the warranty provides the customer with assurance that the related product will function as the parties intended because it complies with agreed-upon specifications or whether the warranty provides the customer with a service in addition to the assurance that the product complies with agreed-upon specifications.

After the assessment, if the Group establishes that an assurance warranty is provided, it recognizes a separate warranty liability and corresponding expense when transferring the product to the customer, as additional costs of providing goods or services, without attributing any of the transaction price (and therefore revenue) to the warranty. The liability is measured and presented as a provision.

Otherwise, if the Group determines that a service warranty is provided, it accounts for the promised warranty as a performance obligation in accordance with IFRS 15, recognizing the contract liability as revenue over the period the warranty service is provided and the costs associated as they are incurred.

Finally, if the warranty includes both an assurance element and a service element and the Group cannot reasonably account for them separately, then it accounts for both of the warranties together as a single performance obligation.

Changes in estimates of accruals to the provisions addressed here are recognized through profit or loss in the period in which the changes occur, with the exception of those in the costs of decommissioning, retiring and/or restoration resulting from changes in the timetable and costs necessary to extinguish the obligation or from a change in the discount rate. These changes increase or decrease the carrying amount of the related assets and are taken to profit or loss through depreciation. Where they increase the carrying amount of the assets, it is also determined whether the new carrying amount of the assets is fully recoverable. If this is not the case, a loss equal to the unrecoverable amount is recognized through profit or loss.

Decreases in estimates are recognized up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognized immediately in profit or loss.

For more information on the estimation criteria adopted in determining provisions for retiring and/or restoration of property, plant and equipment, especially those associated with decommissioning nuclear power plants and storage of waste fuel and other radioactive materials, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Revenue from contracts with customers

The Group recognizes revenue from contracts with customers at an amount that reflects the consideration at which the Group expects to be entitled in exchange for those goods or services, using the five-step model envisaged by IFRS 15:

- identify the contract with the customer;
- identify the performance obligations in the contract, that is, all goods or services promised in the contract;
- determine the transaction price at inception of the contract considering any variable considerations, non-cash consideration received from a customer or payable to the customer, significant financing components;
- allocate the transaction price, at contract inception, to each separate performance obligation;
- recognize revenue, when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

The Group does not disclose the information about the remaining performance obligations in existing contracts if the performance obligation is part of a contract that has an original expected duration of one year or less and if the Group recognizes revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer.

More information on the application of this revenue recognition model is provided in note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and in note 11.a "Revenue from sales and services".

Other revenue

The Group recognizes revenue other than that deriving from contracts with customers mainly referring to:

- revenue from the sale of energy commodities based on contracts with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore is recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- changes in the fair value of settled contracts to sell energy commodities with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore are recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- operating lease revenue accounted for on an accrual basis in accordance with the substance of the relevant lease agreement.

Other operating income

Other operating income primarily includes gains on disposal of assets that are not an output of the Group's ordinary activities and government grants.

Pursuant to IAS 20, government grants, including non-monetary grants at fair value, are recognized where there is reasonable assurance that they will be received and that the Group will comply with all conditions attaching to them as set by the government, government agencies and similar bodies whether local, national or international.

When loans are provided by governments at a below-market rate of interest, the benefit is regarded as a government grant. The loan is initially recognized and measured at fair value and the government grant is measured as the difference between the initial carrying amount of the loan and the funds received. The loan is subsequently measured in accordance with the requirements for financial liabilities.

Government grants are recognized in profit or loss on a systematic basis over the periods in which the Group recognizes as expenses the costs that the grants are intended to compensate.

A government grant received to compensate for costs or losses already incurred, or for the purpose of providing immediate financial support to the Group without related future costs, is recognized as income in the year in which it becomes enforceable.

When government grants are received to purchase, build or otherwise acquire non-current assets (for example, an item of property, plant and equipment or an intangible asset), they are deducted from the carrying amount of the asset and are recognized in profit or loss over the depreciable/amortizable life of the asset as a reduction in the depreciation/amortization charge. If there is insufficient information to enable adequate attribution to the fixed assets to which they refer, capital grants are recognized as deferred income under other liabilities, and credited to profit or loss on a systematic basis over the useful life of the asset. If a government grant is made in a period subsequent to that in which the depreciation of the assets began, the portion of the grant corresponding to the depreciation recognized in previous periods is recognized directly in profit or loss.

Where the Group receives government grants in the form of a transfer of a non-monetary asset for the use of the Group, it accounts for both the grant and the asset at the fair value of the non-monetary asset received at the date of the transfer.

Net results from commodity contracts

The net results from commodity contracts include:

- the net income or expense from commodity derivatives, including derivatives designated as cash flow hedges and derivatives measured at fair value through profit or loss, whether settled or outstanding at the reporting date; and
- the net gain/(loss) from the measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at the reporting date.

Dividends

Pursuant to "IFRS 9 - Financial Instruments", dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.

Dividends and interim dividends payable to the Parent's shareholders and non-controlling interests are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

IAS 12 specifies the requirements for the recognition of current and deferred tax assets and liabilities. The uncertainty in the determination of tax liabilities is defined in accordance with the provisions of "IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments".

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "Income tax liabilities" net of payments on account, or under "Tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.

Such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.

Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at the end of the reporting period.

Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises: (i) from the initial recognition of goodwill; or (ii) from the initial recognition of an asset or a liability in a transaction which is not a business combination and, at the time of the transaction, affects neither accounting profit nor taxable profit (tax loss) and does not give rise to equal taxable and deductible temporary differences; or (iii) in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and joint ventures, when the Group can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.

Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carry forward of tax losses and any unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.

Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and

settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining "uncertainty", it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term "probable" is defined as "more likely than not"), then the Group recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.
Conversely, when the Group feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Group reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment.
For more information on uncertainty over tax treatments, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Group presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

3. New and amended standards and interpretations

The Group has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2023.

> *"Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies"*, issued in February 2021. The amendments are intended to provide support in deciding which policies to disclose. In this regard:
  - the amendments to "IAS 1 - Presentation of Financial Statements" require disclosures of "material" accounting policies rather than "significant" policies;
  - the amendments to "IFRS Practice Statement 2 - Making Materiality Judgements" are intended to provide guidance on how to apply the concept of materiality to accounting policy disclosures.

  In the absence of an IFRS definition of "significant" in the context of disclosures on accounting policies, the term has been replaced with "material". The definition of material was modified in October 2018, and aligned with the IFRS and the Conceptual Framework and, therefore, is widely understood by primary users of financial statements. In accordance with IAS 1, information on accounting policies is material if, either individually or in combination with other information, it could reasonably be expected to influence decisions that the primary users of the financial statements make on the basis of such financial statements. When assessing the materiality of the disclosures on accounting policies, it is appropriate to consider both the magnitude of the transactions, other events or conditions, and their nature. However, although a transaction, other event or condition to which the disclosures on accounting policies refer may be material, this does not imply that the corresponding information is material for the purposes of the financial statements. In this context, the amendments to the IFRS Practice Statement 2 seek to provide guidance on how to determine whether disclosure of an accounting policy is material for financial statement purposes. These amendments aim to: (i) clarify that materiality judgments about disclosures of accounting policies should follow the same guidance in materiality judgments about other information, therefore considering both qualitative and quantitative factors; (ii) underscore the importance of providing information on accounting policies that is specific to the Group; and (iii) provide examples of situations where generic or standardized information, although summarizing or duplicating the requirements of the IFRS, can be considered disclosure of material accounting policies.

  The disclosures on accounting policies have been revised in line with the requirements established by the amendments and have been updated in note 2.2 "Material accounting policies".

> *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, issued in February 2021. The amendments clarify how companies should distinguish changes in accounting policies from changes in accounting estimates. The definition of changes in accounting estimates has been replaced with a definition of accounting estimates as "monetary amounts in financial statements that are subject to measurement uncertainty". In order to clarify the interaction between an accounting policy and an accounting estimate, IAS 8 has been amended to state that an accounting standard may require certain financial statement items to be measured at monetary amounts that cannot be directly observed, and therefore must be estimated (since they involve uncertainty in the measurement). In such circumstances, accounting estimates are developed to achieve the objective set out by the accounting policy, including the use of judgments and assumptions based on the latest available, reliable information. The amendments explain how measurement techniques and inputs must be used to develop accounting estimates and establish that measurement techniques include estimation techniques. In order to provide greater guidance, the amendments clarify that the effects on an accounting estimate of a change in an input or a change in a measurement technique are changes in accounting estimates unless they result from the correction of prior period errors. Changes in accounting estimates resulting from new information are not corrections of errors.
  The application of the amendments did not have a material impact on these consolidated financial statements.

> *"Amendments to IAS - 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, issued in May 2021. The amendments clarify that the exemption from initial recognition provided for by the standard no longer applies to transactions that give rise to taxable and deductible temporary differences of the same amount.
  In general, the initial recognition exemption provided for by IAS 12 prohibits the recognition of deferred assets and liabilities in respect of the initial recognition of assets or liabilities in a transaction that does not constitute a business combination and affects neither accounting profit nor taxable profit. As illustrated, the amendments have narrowed the scope of the exception.

For transactions (e.g., leases and decommissioning liabilities) subject to the amendments, the related deferred assets and liabilities shall be recognized from the beginning of the first comparative period presented, with any cumulative effect recognized as an adjustment to retained earnings (or other components of equity) as at that date. In this regard, the application of the amendments did not produce a material impact on retained earnings in the opening equity of the Enel Group at January 1, 2022.

> *"Amendments to IAS 12 - International Tax Reform - Pillar II Model Rules"*, issued in May 2023. The changes were introduced in response to the Pillar II rules issued by the OECD, the aim of which is to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax, generated in a specific period, in each jurisdiction in which they operate. In general, these rules require the application of a top-up tax that brings the total amount of taxes paid in each jurisdiction in which they operate to a minimum of 15%.

The changes introduced:

- a mandatory temporary exception to the accounting for and disclosure of deferred tax assets and liabilities arising from the implementation of the Pillar II rules; and
- disclosure requirements to help users of the financial statements better understand an entity's exposure to income taxes arising from the rule.

In particular, for periods in which Pillar II legislation is enacted but not yet in effect, the entity shall disclose qualitative information (such as information regarding how the entity is affected by Pillar II rules and the main jurisdictions in which exposures might exist) and quantitative information (such as indicating the portion of profits that could be subject to Pillar II income taxes and the average effective tax rate applicable to such profits; or indicating how the entity's average effective tax rate would have changed if Pillar II legislation had been in effect).

The Group has adopted the mandatory temporary exception to the recognition of deferred taxation, which applies retrospectively. However, since as at December 31, 2022 no new rule for the application of the top-up tax had yet been issued in any jurisdiction in which the Group operates and no related deferred tax had been recognized as of that date, retrospective application has had no impact on the Group's consolidated financial statements.

For more information on the disclosure requirements, please see note 4 "Minimum tax".

> *"IFRS 17 - Insurance Contracts"*, issued in May 2017. The new standard was issued by the IASB to replace IFRS 4, defining the principles for the recognition, measurement, presentation and disclosure of insurance contracts, including reinsurance contracts issued and held and investment contracts with discretionary participation features. The standard applies to insurance contracts compliant with the definition of IFRS 17, regardless of the issuer, but includes various exceptions and exemption options that allow certain types of contracts that meet the definition of insurance contract to be accounted for by applying another standard. Based on the analysis performed, the new standard has had no impact on the Group's consolidated financial statements.

4. Minimum tax

The Pillar II - Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules), which are intended to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax in each jurisdiction in which they operate, have been enacted or substantially enacted in certain jurisdictions in which the Enel Group operates. In general, the rules envisage the application of a "top-up" tax to the excess profit in a jurisdiction to bring the effective tax rate on that income up to a minimum of 15%.
For this purpose, the Group has conducted an assessment of its potential exposure to the top-up tax in such jurisdictions, which found that there are a limited number of circumstances in which the effective tax rate is below 15%.
On the basis of this assessment, the potential top-up tax that the Enel Group will have to pay as the difference between the effective tax rates calculated per jurisdiction based on the GloBE Rules and the minimum rate of 15% will not have a significant impact.
In application of the provisions of the amendment of "IAS 12 - International Tax Reform - Pillar II Model Rules", the Group has applied the mandatory temporary exemption to requirements regarding deferred taxes deriving from the application of Pillar II. The Group will recognize the taxes emerging from the application of the rules as current taxes when they are incurred (see note 25 "Deferred tax assets and liabilities").

5. Argentina –- Hyperinflationary economy: impact of the application of IAS 29

As from July 1, 2018, the Argentine economy has been considered hyperinflationary based on the criteria established by "IAS 29 – Financial Reporting in Hyperinflationary Economies". This designation is determined following an assessment of a series of qualitative and quantitative circumstances, including the presence of a cumulative inflation rate of more than 100% over the previous three years.
For the purposes of preparing the consolidated financial statements at December 31, 2023, and in accordance with IAS 29, certain items of the statements of financial position of the investees in Argentina have been remeasured by applying the general consumer price index to historical data in order to reflect changes in the purchasing power of the Argentine peso at the reporting date for those companies.
Bearing in mind that the Enel Group acquired control of the Argentine companies on June 25, 2009, the remeasurement of the non-monetary financial statement figures was conducted by applying the inflation indices starting from that date. In addition to being already reflected in the opening statement of financial position, the accounting effects of that remeasurement also include changes during the period. More specifically, the effect of the remeasurement of non-monetary items, the equity items and the income statement items recognized in 2023 was recognized in a specific line of the income statement under financial income and expense. The associated tax effect was recognized in taxes for the year.

In order to also take account of the impact of hyperinflation on the exchange rate of the local currency, the income statement balances expressed in the hyperinflationary currency have been translated into the Group's presentation currency (euro) applying, in accordance with IAS 21, the closing exchange rate rather than the average rate for the year in order to adjust these amounts to present values.

The cumulative changes in the general price indices from December 31, 2018 until December 31, 2023 are shown in the following table:

Periods	Cumulative change in general consumer price index
From July 1, 2009 to December 31, 2018	346.30%
From January 1, 2019 to December 31, 2019	54.46%
From January 1, 2020 to December 31, 2020	35.41%
From January 1, 2021 to December 31, 2021	49.73%
From January 1, 2022 to December 31, 2022	97.08%
From January 1, 2023 to December 31, 2023	222.01%

In 2023, the application of IAS 29 generated net financial income (gross of tax) of €284 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the balance at December 31, 2023 and the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2023, differentiating between that concerning the revaluation on the basis of the general consumer price index and that due to the application of the closing exchange rate rather than the average exchange rate for the period, in accordance with the provisions of IAS 21 for hyperinflationary economies.

Millions of euro

	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2022	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Change in the consolidation scope for disposal of entities	**Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2023**
Total assets	1,989	917	(1,567)	(45)	1,294
Total liabilities	555	314	(424)	(7)	438
Equity	1,434	603 (1)	(1,143)	(38)	856

(1) The figure includes profit for year equal to €110 million.

Millions of euro

	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect at Dec. 31, 2023
Revenue	278	(588)	(310)
Costs	352 (1)	(641) (2)	(289)
Operating profit	**(74)**	**53**	**(21)**
Net financial income/(expense)	(39)	16	(23)
Net income/(expense) from hyperinflation	284	-	284
Pre-tax profit/(loss)	**171**	**69**	**240**
Income taxes	61	126	187
Profit/(Loss) for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**110**	**(57)**	**53**
Attributable to owners of the Parent	68	(83)	(15)
Attributable to non-controlling interests	42	26	68

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €55 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(27) million.

6. Climate change disclosures

The move towards "net zero" is under way worldwide and the processes of decarbonization and electrification of the global economy are crucial to avoiding the serious consequences of an increase in temperatures of over 1.5 °C.
With this outlook, the Group has set its strategic guidelines as follows:

- allocate capital to support a decarbonized electricity supply;
- enable the electrification of customers' energy demand;
- leverage the creation of value along the value chain;
- bring forward achievement of the sustainable "net-zero" goals to 2040.

Considering the risks related to climate change and the commitments established under the Paris Agreement, the Group has decided to achieve the carbon neutrality objectives in advance and reflect its impact on assets, liabilities, and profit or loss, highlighting its significant and foreseeable impacts as required under the Conceptual Framework of the international accounting standards.

In this regard, in accordance with the provisions of the document published by the IFRS Foundation in July 2023, the Group provides explicit information in the notes to these consolidated financial statements regarding how climate change is reflected in our accounts.

For a more effective and comprehensive communication concerning climate change disclosures prepared as part of the notes to these consolidated financial statements, we have mapped this disclosure as shown below, providing references to the various sections where issues associated with climate change are addressed:

Topic	Note	Content
Estimates and judgments concerning climate change	Note 2.1 "Use of estimates and management judgment"	• Reference to management's use of estimates and judgments with regard to climate change (taking account of their materiality within financial reporting). • Focus on estimating expected cash flows from specific assets/CGUs (section: "Impairment of non-financial assets"). • Focus of the effects of the Group's commitments under the Paris Agreement and their impact on the estimation of the useful life of the assets involved (section "Determining the useful life of non-financial assets").
Sustainable investment	Note 19 "Property, plant and equipment"	• Focus on infrastructure associated with the development of the grid and investment in expanding the e-Mobility, e-City and e-Home businesses.
Measurement of non-financial assets	Note 12.e "Depreciation, amortization and other impairment losses" Note 19 "Property, plant and equipment" Note 24 "Goodwill"	• Focus on the effects related to the commitments of the Group in line with the Paris Agreement with regard to the measurement of non-financial assets, with particular regard to the residual useful life of certain assets and impairment testing.
Provisions	Note 40 "Provisions for risks and charges"	• Focus on provisions for the impact of climate change on distribution grids and generation

		plants, including those for decommissioning and restoration of sites, and possible provisions for restructuring plans linked to the energy transition.
Sustainability-linked finance at Enel	Note 48.3 "Borrowings" Note 60 "Events after the reporting period"	• Focus on: - issues of sustainability-linked bonds connected with the achievement of sustainability objectives in line with the SDGs issued by the United Nations - green bonds used to finance specific sustainable Group projects and initiatives - sustainable loans connected with the achievement of the Sustainable Development Goals (SDGs).
Share-based payments	Note 53 "Share-based payments"	• Description of long-term incentive plans anchored to achievement of specific climate-related targets.
Environmental programs	Note 58 "Environmental programs"	• Description of costs relating to environmental compliance required by national and international regulations. • Description of costs generated by not having sufficient environmental certificates to meet environmental compliance regulations.

7. Discontinued operations

Within the "Europe" area, the Enel Group has decided to divest certain major business lines, particularly in Russia, Romania and Greece.
Due to the fact that all discontinued assets represent a significant part of a geographical area in which the Group operates, the results relating to these assets have been classified in accordance with the provisions of IFRS 5 in a separate line of the consolidated income statement denominated "Profit/(Loss) from discontinued operations".

In accordance with the provisions of IFRS 5, which governs the presentation in the financial statements of profit or loss and the disclosures to be provided in the explanatory note on non-current assets held for sale and discontinued operations, the income statement below reports the results of discontinued operations for 2023 and 2022.
The items are shown net of intercompany transactions which have been completely eliminated.

Millions of euro

	2023	2022	Change
Revenue	**2,535**	**3,543**	**(1,008)**
Costs	**2,341**	**4,815**	**(2,474)**
Operating profit/(loss)	**194**	**(1,272)**	**1,466**
Financial income/(expense)	(62)	(43)	(19)
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments[1]	58	83	(25)
Pre-tax profit/(loss) from discontinued operations	**190**	**(1,232)**	**1,422**
Income taxes	29	(52)	81
Profit/(Loss) Russia, Greece and Romania	**161**	**(1,180)**	**1,341**
Capital gains/(losses) from disposal of discontinued operations	(532)	(1,054)	522
Profit/(Loss) from discontinued operations	**(371)**	**(2,234)**	**1,863**

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Share of profit/(loss) of equity-accounted investments" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

The breakdown by country is as follows.

Millions of euro

	2023	Russia	Greece	Romania	2022 (1)	Russia (1)	Greece	Romania
Total revenue	**2,535**	**-**	**122**	**2,413**	**3,543**	**290**	**125**	**3,128**
Costs	2,126	-	75	2,051	3,585	243	70	3,272
Impairment	215	-	-	215	1,230	534	-	696
Total costs	**2,341**	**-**	**75**	**2,266**	**4,815**	**777**	**70**	**3,968**
Operating profit/(loss)	**194**	**-**	**47**	**147**	**(1,272)**	**(487)**	**55**	**(840)**
Financial income/(expense)	(62)	-	(49)	(13)	(43)	(9)	(35)	1
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	58	58	-	-	83	64	19	-
Pre-tax profit/(loss) from discontinued operations	**190**	**58**	**(2)**	**134**	**(1,232)**	**(432)**	**39**	**(839)**
Current income taxes	67	-	8	59	(15)	8	2	(25)
Deferred income taxes	(38)	-	-	(38)	(37)	-	-	(37)
Income taxes	**29**	**-**	**8**	**21**	**(52)**	**8**	**2**	**(62)**
Profit/(Loss) Russia, Greece and Romania	**161**	**58**	**(10)**	**113**	**(1,180)**	**(440)**	**37**	**(777)**
Capital gains/(losses) from disposal of discontinued operations	(532)	(124)	262	(670)	(1,054)	(1,054)	-	-
Profit/(Loss) from discontinued operations	**(371)**	**(66)**	**252**	**(557)**	**(2,234)**	**(1,494)**	**37**	**(777)**

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Share of profit/(loss) of equity-accounted investments" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In accordance with the provisions of IFRS 5, the facts and circumstances that led to the reclassification are described below.

Russia

On October 12, 2022, Enel SpA closed the sale of the entire stake held in PJSC Enel Russia. Upon completion of the sale, Enel sold all power generation assets in Russia, which include approximately 5.6 GW of conventional capacity and approximately 300 MW of wind capacity at various stages of development, ensuring continuity for its employees and customers.

Furthermore, on December 20, 2023, Enel SpA sold the entire stake it held in Rusenergosbyt LLC for €83 million. The operation had a negative impact of €124 million, of which €82 million related to the release of the translation reserve.

Romania

Following the agreements of December 14, 2022, February 4, 2023 and March 9, 2023, on October 25, 2023 Enel SpA finalized the sale to the Greek company Public Power Corporation SA (PPC) of all the equity stakes held by Enel Group in Romania.
In accordance with the terms of the agreement, PPC paid a total of €1,241 million. An earn-out mechanism is also foreseen concerning a potential further post-closing payment, based on the future value of the retail business.

The overall transaction had a negative impact on the Group's net profit of about €847 million, of which €655 million reflecting the release of a currency translation reserve, €15 million in respect of transaction costs connected with the sale and the recognition of €177 million net of taxation in impairment losses on the assets prior to the sale.
For more information, please see note 9 "Main acquisitions and disposals during the year".

Greece

Following the agreement of July 26, 2023, on December 29, 2023, Enel Green Power (EGP) finalized the sale of 50% of Enel Green Power Hellas (EGPH), EGP's fully-owned renewable subsidiary in Greece, to Macquarie Asset Management, acting through the Macquarie Green Investment Group Renewable Energy Fund 2, following the fulfillment of all the conditions customary for this type of transaction, including receipt of clearance from competent antitrust authorities.

In line with the above agreement, the total price received by EGP was €351 million.
Following the transaction's closing, EGP and Macquarie Asset Management entered into a shareholder agreement which envisages the joint control of EGPH in order to co-manage the company's current renewable generation portfolio alongside continuing to develop its project pipeline, further increasing its installed capacity.

The transaction generated a positive impact on Group profit of €422 million (including the remeasurement at fair value of the residual interest).
For more information, please see note 9 "Main acquisitions and disposals during the year".

For more details on the financial position by business line and geographical area of assets classified as discontinued operations, please see the section "Performance by primary segment (Business Line) and secondary segment (Geographical Area)".
The details of cash flows relating to discontinued operations are provided below, as already separately shown in the cash flow statement.

Millions of euro

	2023	2022	Change
Cash flows from operating activities - discontinued operations	132	(391)	523
Cash flows used in investing activities - discontinued operations	(442)	(351)	(91)
Cash flows from/(used in) financing activities - discontinued operations	(16)	656	(672)
Cash flows - discontinued operations	**(326)**	**(86)**	**(240)**

8. Restatement of comparative disclosures

The 2022 statement of consolidated financial position has been adjusted to take account of the effects of the amendment to IAS 12 in effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023, which clarifies that the exemption from initial recognition provided for by the standard no longer applies to transactions that give rise to taxable and deductible temporary differences of the same amount, such as leases and decommissioning.

Impact on the consolidated financial position

Millions of di euro

ASSETS	at Dec. 31, 2022	IAS 12	at Dec. 31, 2022 restated
Non-current assets			
Property, plant and equipment	88,521	-	88,521
Investment property	94	-	94
Intangible assets	17,520	-	17,520
Goodwill	13,742	-	13,742
Deferred tax assets	10,925	250	11,175
Equity-accounted investments	1,281	-	1,281
Non-current financial derivative assets	3,970	-	3,970
Non-current contract assets	508	-	508
Other non-current financial assets	8,359	-	8,359
Other non-current assets	2,486	-	2,486
[Total]	**147,406**	**250**	**147,656**
Current assets			
Inventories	4,853	-	4,853
Trade receivables	16,605	-	16,605
Current contract assets	106	-	106
Tax assets	561	-	561
Current financial derivative assets	14,830	-	14,830
Other current financial assets	13,753	-	13,753
Other current assets	4,314	-	4,314
Cash and cash equivalents	11,041	-	11,041
[Total]	**66,063**	**-**	**66,063**
Assets classified as held for sale	**6,149**	**6**	**6,155**
TOTAL ASSETS	**219,618**	**256**	**219,874**

Millions of euro

LIABILITIES AND EQUITY	at Dec. 31, 2022	IAS 12	at Dec. 31, 2022 restated
Equity attributable to owners of the Parent			
Share capital	10,167	-	10,167
Treasury share reserve	(47)	-	(47)
Other reserves	2,740	-	2,740
Retained earnings	15,797	(2)	15,795
[Total]	**28,657**	**(2)**	**28,655**
Non-controlling interests	**13,425**	**-**	**13,425**
Total equity	**42,082**	**(2)**	**42,080**
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	68,191	-	68,191
Employee benefits	2,202	-	2,202
Provisions for risks and charges (non-current portion)	6,055	-	6,055
Deferred tax liabilities	9,542	252	9,794
Non-current financial derivative liabilities	5,895	-	5,895
Non-current contract liabilities	5,747	-	5,747
Other non-current financial liabilities	-	-	-
Other non-current liabilities	4,246	-	4,246
[Total]	**101,878**	**252**	**102,130**
Current liabilities			
Short-term borrowings	18,392	-	18,392
Current portion of long-term borrowings	2,835	-	2,835
Provisions for risks and charges (current portion)	1,325	-	1,325
Trade payables	17,641	-	17,641
Income tax liabilities	1,623	-	1,623
Current financial derivative liabilities	16,141	-	16,141
Current contract liabilities	1,775	-	1,775
Other current financial liabilities	853	-	853
Other current liabilities	11,713	-	11,713
[Total]	**72,298**	**-**	**72,298**
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	**3,360**	**6**	**3,366**
Total liabilities	**177,536**	**258**	**177,794**
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY	**219,618**	**256**	**219,874**

The 2022 consolidated income statement and statement of consolidated comprehensive income have been adjusted to take account of the presentation in discontinued operations, as required by the "IFRS 5 - Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations", of the investment held in Rusenergosbyt LLC, which was sold in the 4th Quarter of 2023.
For more details, please see note 7 "Discontinued operations".

Impact on the consolidated income statement

Millions of euro

	2022	IFRS 5	2022 restated
Revenue	**140,517**	**-**	**140,517**
Costs	**131,689**	**-**	**131,689**
Net results from commodity contracts	**2,365**	**-**	**2,365**
Operating profit	**11,193**	**-**	**11,193**
Financial income from derivatives	3,118	-	3,118
Other financial income	3,430	-	3,430
Financial expense from derivatives	3,414	-	3,414
Other financial expense	5,880	-	5,880
Net income from hyperinflation	290	-	290
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	4	(64)	(60)
Pre-tax profit	**8,741**	**(64)**	**8,677**
Income taxes	3,523	-	3,523
Profit/(Loss) from continuing operations	**5,218**	**(64)**	**5,154**
Attributable to owners of the Parent	3,637	(64)	3,573
Attributable to non-controlling interests	**1,581**	-	1,581
Profit/(Loss) from discontinued operations	**(2,298)**	**64**	**(2,234)**
Attributable to owners of the Parent	**(1,955)**	64	(1,891)
Attributable to non-controlling interests	**(343)**	-	(343)
Profit/(Loss) for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**2,920**	**-**	**2,920**

Impact on the statement of consolidated comprehensive income

Millions of euro

	2022	IFRS 5	2022 restated
Profit for the year	**2,920**	-	**2,920**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges	(1,677)	-	(1,677)
Change in the fair value of hedging costs	(70)	-	(70)
Share of the other comprehensive income of equity-accounted investments	233	-	233
Change in the fair value of financial assets at FVOCI	(44)	-	(44)
Change in translation reserve	944	15	959
Cumulative other comprehensive income that may be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations	(63)	(15)	(78)
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined benefit plans	303	-	303
Change in the fair value of equity investments in other companies	13	-	13
Cumulative other comprehensive income that may not be subsequently reclassified to profit or loss in respect of non-current assets and disposal groups classified as held for sale/discontinued operations	21	-	21
Total other comprehensive expense for the year	**(340)**	-	**(340)**
Comprehensive income/(expense) for the year	**2,580**	-	**2,580**
Attributable to:			
- owners of the Parent	1,658	-	1,658
- non-controlling interests	922	-	922

The figures presented in the comments and the tables of the notes to these consolidated financial statements at December 31, 2023 are uniform and comparable with each other.

Changes in the consolidation scope

9. Main acquisitions and disposals during the year

In the two periods under review, the consolidation scope changed as a result of a number of transactions.

2022

- On January 3, 2022, Enel Produzione SpA acquired 100% of ERG Hydro Srl (subsequently renamed Enel Hydro Appennino Centrale Srl and merged into Enel Produzione SpA on December 1, 2022), owner of generation plants with an installed capacity of about 527 MW and an annual output of approximately 1.5 TWh, for a consideration of about €1,267 million; in December 2022, the identification of the fair value of the acquired assets and liabilities was completed, with the recognition of goodwill of approximately €349 million.
- On June 30, 2022, Enel Green Power SpA sold to Al Rayyan Holding LLC (controlled by the Qatar Investment Authority) 50% of its stake in EGP Matimba NewCo 1 Srl, indirect owner of six companies in South Africa with an installed capacity of about 740 MW, for about €108 million, which has been paid in full.
- On July 25, 2022, Enel X Srl sold to Mooney SpA, for about €140 million, settled in the form of financial receivables, its entire stake in Enel X Financial Services, CityPoste Payment, PayTipper and Junia Insurance and their subsidiaries.
- On August 24, 2022, Enel Brasil SA, a subsidiary of Enel Américas, closed the sale of its entire stake in CGTF - Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA to ENEVA SA for a consideration of about €89 million. The transaction had a negative impact on profit or loss of about €210 million.
- On October 12, 2022, Enel finalized the sale of its entire stake in PJSC Enel Russia, equal to 56.43% of the latter's share capital, to PJSC Lukoil and the Closed Combined Mutual Investment Fund "Gazprombank-Frezia", for a total of about €137 million. The transaction had a negative impact on reported Group net income of around €1.5 billion, mainly reflecting the release of a currency translation of about €1 billion and an impairment adjustment of €497 million.
- On December 9, 2022, Enel Chile SA finalized the sale of its entire 99.09% stake in the share capital of listed Chilean power transmission company Enel Transmisión Chile SA to Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, controlled by Inversiones Grupo Saesa Ltda, for about €1.3 billion. The transaction generated a capital gain of about €1.1 billion.
- On December 22, 2022, Enel closed the sale of a 50% quota in its wholly-owned subsidiary Gridspertise Srl to the international private equity fund CVC Capital Partners Fund VIII for a total of approximately €300 million. The transaction involved the recognition of a capital gain of €261 million and the remeasurement to fair value of the residual holding in the amount of €259 million.
- On December 29, 2022, Enel Brasil SA, a subsidiary of Enel Américas SA, finalized the sale of its entire stake in the Brazilian power distribution company Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás), equal to about 99.9% of the latter's share capital, to Equatorial Participações e Investimentos SA, a subsidiary of Equatorial Energia SA, for a total of about €1.5 billion (of which about €269 million for the equity portion and about €1.2 billion as repayment of intercompany loans). The transaction had a negative impact on profit or loss of about €1 billion, mainly reflecting the release of a currency translation reserve associated with the net assets sold.

2023

- On February 17, 2023, the Enel Group, through its subsidiary Enel Argentina, closed the deal for the sale to energy company Central Puerto SA of the Group's stake in the thermal generation company Enel Generación Costanera for €42 million, which have been collected in full. The transaction resulted in the recognition of a capital loss of €132 million.
- On April 14, 2023, the Enel Group completed the sale to YPF and Pan American Sur SA of the shares held in Inversora Dock Sud SA and Central Dock Sud SA, for a total of €48 million. The transaction had a negative impact on profit or loss of about €194 million.
- On September 29, 2023, the Enel Group, acting through its subsidiary Enel Green Power SpA, finalized the sale of 50% of the two companies that own all of the Group's renewables operations in Australia, specifically Enel Green Power Australia (Pty) Ltd and Enel Green Power Australia Trust, to INPEX Corporation, for a total of €142 million. The operation resulted in the recognition of a gain of €103 million.
- On October 25, 2023, Enel SpA and its listed subsidiary Enel Chile SA closed the sale of their entire equity interests in the share capital of Arcadia Generación Solar SA, a Chilean company which owns a portfolio of four operating PV plants for a total installed capacity of approximately 416 MW, to Sonnedix, an international renewable energy producer, for a total of €535 million. The transaction resulted in the recognition of a capital gain of €195 million.
- On October 25, 2023, the Enel Group finalized the sale to the Greek company Public Power Corporation SA of all the equity stakes held by the Enel Group in Romania, for a total of €1,241 million. The transaction had a negative impact on profit or loss of the year of €847 million, of which €655 million reflecting the release of a currency translation reserve.
- On December 29, 2023, Enel SpA, acting through its fully-owned subsidiary Enel Green Power SpA, finalized the sale of 50% of Enel Green Power Hellas, Enel Green Power's fully-owned renewable subsidiary in Greece, to Macquarie Asset Management, for a total of €351 million. The overall transaction had a positive impact on the profit or loss of the Group in 2023 of €422 million.

Other changes

In addition to the above changes in the consolidation scope, the following transactions, although they do not represent transactions involving the acquisition or loss of control, gave rise to a change in the interest held by the Group in the investees.

- On November 24, 2023, the Enel Group, acting through the subsidiary Endesa Generación SAU, finalized the sale of the entire investment in Tecnatom SA for a total of €26 million. The transaction had no impact on profit or loss.
- On December 20, 2023, Enel SpA sold its entire stake in Rusenergosbyt LLC for a total of €83 million. The transaction had a negative impact of €124 million on Group profit, of which €82 million reflecting the release of a currency translation reserve.

Sale of Enel Generación Costanera

On February 17, 2023, the Enel Group sold its stake in the thermal generation company Enel Generación Costanera for €42 million, collected in full.

Millions of euro	
Sale price	42
Total net assets sold	(39)
Release of OCI reserve	(135)
Gain/(Loss) on sale	**(132)**

Sale of Inversora Dock Sud SA and Central Dock Sud SA

On April 14, 2023, the Enel Group completed the sale of shares held in the thermal generation companies Inversora Dock Sud SA and Central Dock Sud SA for €48 million, collected in full.

Millions of euro	
Sale price	48
Total net assets sold	(48)
Release of OCI reserve	(194)
Gain/(Loss) on sale	**(194)**

Sale of 50% of Enel Green Power Australia

On September 29, 2023, the Enel Group, acting through its subsidiary Enel Green Power SpA, finalized the sale of 50% of the two companies that own all of the Group's renewables operations in Australia, specifically Enel Green Power Australia (Pty) Ltd and Enel Green Power Australia Trust, to INPEX Corporation, for a total of €142 million, collected in full.

Millions of euro	
Sale price	142
Total net assets sold	(63)
Release of OCI reserve	(55)
Gain/(Loss) on sale	**24**
Fair value remeasurement of residual interest (50%)	79
Income from sale	**103**

Sale of Arcadia Generación Solar

On October 25, 2023, Enel SpA and its subsidiary Enel Chile SA finalized the sale of their entire stakes in Arcadia Generación Solar SA to Sonnedix, for a total consideration of €535 million, which have been collected in full.

Millions of euro	
Sale price	535
Total net assets sold	(314)
Release of OCI reserve	21
Transaction costs	(1)
Goodwill	(46)
Gain/(Loss) on sale	**195**

The transaction had a tax effect of €68 million.

Sale of Romanian operations

On October 25, 2023, the Enel Group finalized the sale to the Greek company Public Power Corporation SA of all the equity stakes held in Romania, for a total consideration of €1,241 million, collected in full.

Millions of euro	
Sale price	1,241
Total net assets sold	(1,241)
Release of OCI reserve	(655)
Transaction costs	(15)
Gain/(Loss) on sale	**(670)**
Adjustment of pre-sale plant value	*(215)*
Tax on value adjustment	*38*
Financial impact	**(847)**

Sale of 50% of Enel Green Power Hellas

On December 29, 2023, Enel SpA, acting through its fully-owned subsidiary Enel Green Power SpA, finalized the sale of 50% of Enel Green Power Hellas, Enel Green Power's fully-owned renewable subsidiary in Greece, to Macquarie Asset Management, for a total consideration of €351 million, collected in full.

Millions of euro	
Sale price	351
Total net assets sold	(88)
Transaction costs	(3)
Gain/(Loss) on sale	**262**
Fair value remeasurement of residual interest (50%)	160
Income from sale	**422**

10. Performance and financial position by primary segment (Business Line) and secondary segment (Geographical Area)

The representation of performance and financial position presented here is based on the approach used by management in monitoring Group performance for the two periods under review. In particular, management monitors and reports on performance by business line. Accordingly, the Group has adopted the following reporting sectors:

- primary segment: Business Line;
- secondary segment: Geographical Area.

The business line is therefore the main discriminant in the analyses performed and decisions taken by the management of the Enel Group, and is fully consistent with the internal reporting prepared for these purposes since the results are measured and evaluated first and foremost for each business line and only thereafter are they broken down by geographical area.

In this regard, note that the organizational simplification process begun in 2023 led to a restructuring of the business lines and geographical areas, with a consequent need to redefine the segments subject to disclosure in order to present the results of the segments based on the approach used by management to monitor and present the Group's performance to investors.

In particular, in the presentation of figures by primary segment (Business Line):

- the figures for Enel X, which in the year ended December 31, 2022 had been presented separately, are now reported under End-user Markets;
- the figures for Enel X Way, which in the year ended December 31, 2022 had been presented under Holding, Services and Other, are now reported under End-user Markets.

In the presentation of figures by secondary segment (Geographical Area), the figures for Latin America, Europe, North America, and Africa, Asia and Oceania have merged into the "Rest of the World" area.

Following these changes, the figures for the previous year have been adjusted for comparative purposes only.

Performance by primary segment (Business Line)

Results for 2023[1]

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Revenue and other income from third parties	20,152	8,459	17,206	49,748	-	95,565	-	95,565
Revenue and other income from transactions with other segments	20,038	3,161	3,053	2,371	2,045	30,668	(30,668)	-
Total revenue	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**
Total costs	35,140	6,377	12,798	46,036	2,659	103,012	(30,668)	72,344
Net results from commodity contracts	(1,983)	(65)	-	(923)	5	(2,966)	-	(2,966)
Depreciation and amortization	775	1,603	2,957	785	233	6,353	-	6,353
Impairment losses	161	1,552	168	1,439	18	3,338	-	3,338
Impairment gains	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
Operating profit/(loss)	**2,180**	**2,042**	**4,426**	**3,042**	**(858)**	**10,832**	**-**	**10,832**
Capital expenditure	**761** (2)	**5,345** (3)	**5,280** (4)	**1,138** (5)	**190** (6)	**12,714**	**-**	**12,714**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €14 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €565 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €233 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €34 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Does not include €3 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Results for 2022[1]

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Revenue and other income from third parties	53,239	6,669	19,806	60,785	18	140,517	-	140,517
Revenue and other income from transactions with other segments	23,096	2,498	3,226	3,565	2,032	34,417	(34,417)	-
Total revenue	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**64,350**	**2,050**	**174,934**	**(34,417)**	**140,517**
Total costs	71,189	5,873	13,918	64,143	2,225	157,348	(34,384)	122,964
Net results from commodity contracts	551	183	-	1,595	(5)	2,324	41	2,365
Depreciation and amortization	802	1,456	2,852	747	229	6,086	-	6,086
Impairment losses	562	53	1,047	1,296	-	2,958	-	2,958
Impairment gains	(52)	(2)	(117)	(148)	-	(319)	-	(319)
Operating profit/(loss)	**4,385**	**1,970**	**5,332**	**(93)**	**(409)**	**11,185**	**8**	**11,193**
Capital expenditure	**990** (2)	**6,386** (3)	**5,547** (4)	**1,205** (5)	**219**	**14,347**	**-**	**14,347**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €2 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €42 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €110 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €2 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Performance by secondary segment (Geographical Area)

Results for 2023[1]

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	49,145	25,418	20,927	18,569	234	2,129	335	(340)	75	95,565
Revenue and other income from transactions with other segments	182	10	354	7	5	13	3	326	(546)	-
Total revenue	**49,327**	**25,428**	**21,281**	**18,576**	**239**	**2,142**	**338**	**(14)**	**(471)**	**95,565**
Total costs	38,792	18,578	15,091	13,563	80	1,262	200	(14)	(117)	72,344
Net results from commodity contracts	233	(3,171)	(38)	181	-	(220)	1	-	10	(2,966)
Depreciation and amortization	2,325	1,911	1,931	1,389	2	491	49	-	186	6,353
Impairment losses	824	558	1,879	452	2	1,425	-	-	77	3,338
Impairment gains	(22)	(197)	(48)	(43)	(1)	-	(4)	-	(1)	(268)
Operating profit/(loss)	**7,641**	**1,407**	**2,390**	**3,396**	**156**	**(1,256)**	**94**	**-**	**(606)**	**10,832**
Capital expenditure	**5,763** [2]	**2,305**	**4,419** [3]	**3,302** [4]	**2** [5]	**1,096** [6]	**19** [7]	**-**	**227**	**12,714**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €337 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €512 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €180 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €210 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Does not include €1 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Does not include €121 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Results for 2022[1]

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	83,337	32,725	23,476	21,329	82	2,208	266	(409)	979	140,517
Revenue and other income from transactions with other segments	171	108	398	5	5	6	-	382	(677)	-
Total revenue	**83,508**	**32,833**	**23,874**	**21,334**	**87**	**2,214**	**266**	**(27)**	**302**	**140,517**
Total costs	81,880	25,388	16,149	14,811	66	1,126	174	(28)	(453)	122,964
Net results from commodity contracts	4,679	(2,215)	(95)	56	6	(148)	(9)	-	(4)	2,365
Depreciation and amortization	2,209	1,784	1,900	1,393	2	430	75	-	193	6,086
Impairment losses	886	478	1,577	1,553	1	18	5	-	17	2,958
Impairment gains	(39)	(271)	(7)	(7)	-	-	-	-	(2)	(319)
Operating profit/(loss)	**3,251**	**3,239**	**4,160**	**3,640**	**24**	**492**	**3**	**1**	**543**	**11,193**
Capital expenditure	**4,640**	**2,316**	**7,168** [2]	**4,289** [3]	**224** [4]	**2,491**	**164** [5]	**-**	**223** [6]	**14,347**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments.
(2) Does not include €138 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Does not include €94 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Does not include €4 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Does not include €40 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Does not include €18 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Financial position by primary segment (Business Line)

At December 31, 2023

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Property, plant and equipment	8,340	42,757	40,490	1,142	793	93,522	(13)	93,509
Intangible assets	271	5,555	20,188	4,926	443	31,383	-	31,383
Non-current and current contract assets	20	17	484	169	2	692	(1)	691
Trade receivables	7,287	3,471	7,771	8,373	792	27,694	(9,711)	17,983
Other	5,736	290	2,738	2,489	3,134	14,387	(6,268)	8,119
Operating assets	**21,654** (1)	**52,090** (2)	**71,671** (3)	**17,099** (4)	**5,164** (5)	**167,678**	**(15,993)**	**151,685**
Trade payables	6,741	3,797	4,174	9,418	1,014	25,144	(8,986)	16,158
Non-current and current contract liabilities	112	271	7,515	59	7	7,964	(95)	7,869
Sundry provisions	3,468	979	3,348	742	1,208	9,745	(63)	9,682
Other	3,833	1,606	9,817	4,327	4,740	24,323	(6,164)	18,159
Operating liabilities	**14,154** (6)	**6,653** (7)	**24,854** (8)	**14,546** (9)	**6,969** (10)	**67,176**	**(15,308)**	**51,868**

(1) Of which €640 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €2,254 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €2,469 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €84 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €9 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €142 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €265 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €207 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €19 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €3 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

At December 31, 2022

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Property, plant and equipment	8,530	41,519	40,377	760	642	91,828	(3)	91,825
Intangible assets	397	5,723	20,035	4,975	467	31,597	-	31,597
Non-current and current contract assets	-	50	500	109	6	665	(1)	664
Trade receivables	7,667	3,730	5,706	9,003	1,197	27,303	(9,567)	17,736
Other	7,928	540	2,551	3,262	2,463	16,744	(7,891)	8,853
Operating assets	**24,522** (1)	**51,562** (2)	**69,169** (3)	**18,109** (4)	**4,775** (5)	**168,137**	**(17,462)**	**150,675**
Trade payables	8,034	4,173	4,297	9,396	1,205	27,105	(9,042)	18,063
Non-current and current contract liabilities	95	323	7,527	91	9	8,045	(81)	7,964
Sundry provisions	3,979	921	3,263	488	1,088	9,739	(68)	9,671
Other	3,475	1,802	6,691	7,055	4,434	23,457	(7,903)	15,554
Operating liabilities	**15,583** (6)	**7,219** (7)	**21,778** (8)	**17,030** (9)	**6,736** (10)	**68,346**	**(17,094)**	**51,252**

(1) Of which €188 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €2,146 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €1,994 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €1,241 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €32 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €92 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €308 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €866 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €801 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €15 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

Financial position by secondary segment (Geographical Area)

At December 31, 2023

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	Latin America	Europe	North America	Africa, Asia and Oceania	Eliminations Rest of the World	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	34,361	23,527	35,524	22,273	3	12,790	458	-	97	93,509
Intangible assets	3,122	16,178	11,397	10,771	26	482	118	-	686	31,383
Non-current and current contract assets	90	80	520	473	2	40	5	-	1	691
Trade receivables	8,819	4,011	5,302	4,978	29	244	78	(27)	(149)	17,983
Other	4,281	2,375	1,706	1,393	13	271	31	(2)	(243)	8,119
Operating assets	**50,673** (1)	**46,171**	**54,449** (2)	**39,888** (3)	**73**	**13,827** (4)	**690** (5)	**(29)**	**392**	**151,685**
Trade payables	9,001	2,888	5,011	4,075	30	849	79	(22)	(742)	16,158
Non-current and current contract liabilities	4,318	3,537	47	47	-	-	-	-	(33)	7,869
Sundry provisions	3,078	3,177	2,686	2,529	1	134	21	1	741	9,682
Other	6,913	3,556	6,219	4,205	37	1,932	48	(3)	1,471	18,159
Operating liabilities	**23,310** (6)	**13,158**	**13,963** (7)	**10,856** (8)	**68**	**2,915** (9)	**148** (10)	**(24)**	**1,437**	**51,868**

(1) Of which €631 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €4,801 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €4,541 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €242 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €18 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €155 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €481 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €477 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €3 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €1 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

At December 31, 2022

Millions of euro	Italy	Iberia	Rest of the World	*Latin America*	*Europe*	*North America*	*Africa, Asia and Oceania*	*Eliminations Rest of the World*	Other, eliminations and adjustments	**Total**
Property, plant and equipment	30,327	23,167	38,220	*21,099*	*2,397*	*13,722*	*1,002*	-	111	91,825
Intangible assets	3,200	16,173	11,596	*10,534*	*331*	*602*	*129*	-	628	31,597
Non-current and current contract assets	73	9	576	*493*	*48*	*19*	*16*	-	6	664
Trade receivables	7,086	4,369	6,470	*5,037*	*1,127*	*268*	*66*	*(28)*	(189)	17,736
Other	4,947	2,929	2,105	*1,498*	*294*	*250*	*63*	-	(1,128)	8,853
Operating assets	**45,633** (1)	**46,647** (2)	**58,967** (3)	***38,661***	***4,197*** (4)	***14,861***	***1,276*** (5)	***(28)***	**(572)**	**150,676**
Trade payables	9,595	3,220	6,652	*4,813*	*483*	*1,261*	*119*	*(24)*	(1,404)	18,063
Non-current and current contract liabilities	4,188	3,351	479	*35*	*443*	-	*1*	-	(54)	7,964
Sundry provisions	3,008	3,458	2,576	*2,378*	*69*	*97*	*32*	-	629	9,671
Other	4,323	3,144	7,076	*4,480*	*637*	*1,893*	*66*	-	1,011	15,554
Operating liabilities	**21,114** (6)	**13,173** (7)	**16,783** (8)	***11,706***	***1,632*** (9)	***3,251***	***218*** (10)	***(24)***	**182**	**51,252**

(1) Of which €253 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(2) Of which €4,968 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(3) Of which €307 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(4) Of which €4,108 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(5) Of which €553 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(6) Of which €64 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(7) Of which €1,737 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(8) Of which €99 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(9) Of which €1,584 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.
(10) Of which €54 million regarding units classified as held for sale or discontinued operations.

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Total assets	**195,224**	**219,874**
Equity-accounted investments	1,650	1,281
Non-current financial derivative assets	2,383	3,970
Other non-current financial assets	8,750	8,359
Non-current tax assets included in "Other non-current assets"	1,487	1,674
Other current financial assets	4,329	13,753
Current financial derivative assets	6,407	14,830
Cash and cash equivalents	6,801	11,041
Deferred tax assets[1]	9,218	11,175
Tax assets	2,016	2,159
Financial and tax assets of "Assets classified as held for sale"[1]	498	957
Segment assets	**151,685**	**150,675**
Total liabilities	**150,115**	**177,794**
Long-term borrowings	61,085	68,191
Non-current financial derivative liabilities	3,373	5,895
Other non-current financial liabilities	8	-
Short-term borrowings	4,769	18,392
Current portion of long-term borrowings	9,086	2,835
Other current financial liabilities	909	853
Current financial derivative liabilities	6,461	16,141
Deferred tax liabilities[1]	8,217	9,794
Income tax liabilities	1,573	1,623
Other tax liabilities	1,034	1,048
Financial and tax liabilities of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"[1]	1,732	1,770
Segment liabilities	**51,868**	**51,252**

1) Figures at December 31, 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Information on the consolidated income statement

Revenue

11.a Revenue from sales and services – *€92,882 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Sale of electricity	52,465	69,340	(16,875)	-24.3%
Transport of electricity	11,123	11,096	27	0.2%
Fees from network operators	1,142	979	163	16.6%
Transfers from institutional market operators	1,570	1,667	(97)	-5.8%
Sale of gas	7,983	8,970	(987)	-11.0%
Transport of gas	68	80	(12)	-15.0%
Sale of fuel	3,458	5,605	(2,147)	-38.3%
Fees for connection to electricity and gas networks	877	826	51	6.2%
Construction contracts	995	1,672	(677)	-40.5%
Sale of environmental certificates	283	111	172	-
Sale of value-added services	1,653	1,384	269	19.4%
Other sales and services	866	918	(52)	-5.7%
Total IFRS 15 revenue	**82,483**	**102,648**	**(20,165)**	**-19.6%**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	8,875	37,247	(28,372)	-76.2%
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	1,508	(4,260)	5,768	-
Other revenue	16	18	(2)	-11.1%
Total revenue from sales and services	**92,882**	**135,653**	**(42,771)**	**-31.5%**

Revenue from the "sale of electricity" amounted to €52,465 million, a decrease of €16,875 million compared with the previous year (-24.3%). The decrease mainly reflected lower sales volumes against a background of decreasing electricity sales prices, mainly in Italy (€9,873 million) and Spain (€6,916 million), reflecting the stabilization of markets.

"Transfers from institutional market operators" increased by €163 million compared with the previous year, mainly reflecting an increase in transfers in Italy (€334 million), primarily relating to the remuneration of the capacity market and the plan to maximize thermal generation from plants powered by alternative fuels to gas required by the Ministry of the Environment and Energy Security (MASE), which included a number of Enel Produzione SpA plants. The item was offset by a decrease in transfers in Argentina (€139 million) and Peru (€28 million).

Revenue from the "sale of gas" in 2023 amounted to €7,983 million (€8,970 million in 2022), a decrease of €987 million compared with the previous year. The decrease is mainly attributable to a decrease in prices and the number of customers in Spain (€1,101 million), offset by the adjustment of offers to market prices (through indexation or restructuring of contract conditions), partly offset by greater sales in Italy (€272 million).

Revenue from the "sale of fuel" decreased by €2,147 million due to decreasing gas sales prices in trading operations. This was partially offset by higher sales in Spain.

Revenue from "construction contracts" came to €995 million, a decrease of €677 million, attributable to the decline in development work on the distribution grid operated on concession basis in Brazil and mainly to the change in the Group consolidation scope following the disposal of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) in December 2022.

Revenue from "sale of environmental certificates" came to €283 million, up €172 million. The increase is mainly attributable to higher sales of CO_2 allowances by Endesa Generación (€166 million).

"Sale of value-added services" came to €1,653 million, an increase of €269 million, mainly attributable to greater revenue from the sale of energy efficiency products and services connected with the maintenance, consulting, repair and installation of energy efficient products in the e-Home and *Vivi Meglio* segments of Enel X in Italy (€123 million), and greater revenue from the sale of value-added services in North America (€55 million) and Colombia (€21 million).

The decrease in revenue from the "sale of commodities under contracts with physical settlement", measured at fair value through profit or loss within the scope of IFRS 9 (€28,372 million), mainly regards the sale of gas and reflects a decrease in prices as well as in volumes handled.

The following table shows the net results on contracts for the sale or purchase of commodities with physical settlement measured at fair value through profit or loss within the scope of IFRS 9.

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Fair value gain/(loss) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period				
Sales contracts				
Sale of electricity	1,550	5,436	(3,886)	-71.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	281	(795)	1,076	-
Total electricity	**1,831**	**4,641**	**(2,810)**	**-60.5%**
Sale of gas	7,271	30,924	(23,653)	-76.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	1,114	(3,600)	4,714	-
Total gas	**8,385**	**27,324**	**(18,939)**	**-69.3%**
Sale of emissions allowances	4	875	(871)	-99.5%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	109	131	(22)	-16.8%
Total emissions allowances	**113**	**1,006**	**(893)**	**-88.8%**
Sale of guarantees of origin	50	12	38	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	4	4	-	-
Total guarantees of origin	**54**	**16**	**38**	**-**
Total revenue	**10,383**	**32,987**	**(22,604)**	**-68.5%**
Purchase contracts				
Purchase of electricity	2,884	6,161	(3,277)	-53.2%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	570	(200)	770	-
Total electricity	**3,454**	**5,961**	**(2,507)**	**-42.1%**
Purchase of gas	8,063	33,092	(25,029)	-75.6%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	1,370	(1,940)	3,310	-
Total gas	**9,433**	**31,152**	**(21,719)**	**-69.7%**
Purchase of emissions allowances	624	843	(219)	-26.0%
Fair value gain/(loss) on closed contracts	(31)	132	(163)	-
Total emissions allowances	**593**	**975**	**(382)**	**-39.2%**
Purchase of guarantees of origin	101	25	76	-
Fair value gain/(loss) on closed contracts	32	3	29	-
Total guarantees of origin	**133**	**28**	**105**	**-**
Total costs	**13,613**	**38,116**	**(24,503)**	**-64.3%**
Net revenue/(costs) on contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9) closed in the period	**(3,230)**	**(5,129)**	**1,899**	**37.0%**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)				
Sales contracts				
Electricity	226	(134)	360	-
Gas	136	4,841	(4,705)	-97.2%
Emissions allowances	23	490	(467)	-95.3%
Guarantees of origin	4	(15)	19	-
Total	**389**	**5,182**	**(4,793)**	**-92.5%**
Purchase contracts				
Electricity	254	(124)	378	-
Gas	586	3,879	(3,293)	-84.9%
Emissions allowances	19	627	(608)	-97.0%
Guarantees of origin	67	(72)	139	-
Total	**926**	**4,310**	**(3,384)**	**-78.5%**
Gain/(Loss) from measurement of outstanding contracts for energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**(537)**	**872**	**(1,409)**	**-**
Total net revenue/(costs) on contracts with physical settlement (within the scope of IFRS 9)	**(3,767)**	**(4,257)**	**490**	**11.5%**

Revenue from contracts with customers (IFRS 15) breaks down into "point in time" and "over time" revenue as indicated in the following table.

Millions of euro	2023									
	Italy		Iberia		Rest of the World		Other, eliminations and adjustments		Total	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**36,982**	**1,169**	**23,063**	**1,973**	**17,887**	**1,342**	**13**	**54**	**77,945**	**4,538**

	2022									
	Italy		Iberia		Rest of the World		Other, eliminations and adjustments		Total	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**47,650**	**2,068**	**30,984**	**1,425**	**19,061**	**1,307**	**10**	**143**	**97,705**	**4,943**

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical segment.

Millions of euro	2023	2022
Italy	39,724	57,859
Europe		
Iberia	21,799	30,535
France	1,919	3,086
Switzerland	1,936	6,791
Germany	1,028	1,676
Austria	75	169
Slovenia	10	146
Romania	4	3
Greece	6	15
Belgium	13	834
Czech Republic	180	321
Hungary	13	7
Netherlands	145	38
United Kingdom	4,523	11,841
Other European countries	2,299	1,551
Americas		
United States	864	779
Canada	62	53
Mexico	315	313
Brazil	7,621	9,064
Chile	4,369	4,434
Peru	1,565	1,449
Colombia	3,248	2,725
Argentina	613	966
Panama	200	177
Costa Rica	17	17
Guatemala	81	83
Other		
Africa	96	132
Asia	119	521
Oceania	38	48
Total	**92,682**	**135,653**

357

Performance obligations

The following table provides information about the Group's performance obligations arising from contracts with customers with reference to the main revenue streams only, with a summary of the specific judgments made and the related revenue recognition policies.

For information on the use of estimates with revenue from contracts with customers, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Type of product/service	*Nature and timing of satisfaction of performance obligation*	*Accounting policies*
Sale of electricity produced by the Group	In order to determine the nature of the promise contained in these contracts with customers for the sale of electricity, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract. For the sale of electricity on power exchanges, the facts and circumstances (including the intrinsic characteristics of the commodity, contractual terms, information regarding infrastructure and other delivery mechanisms) generally indicate that the performance obligation is a service in which the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered. Thus, the Group identifies a performance obligation satisfied over time as part of a series of distinct goods/services (i.e. each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale of electricity on power exchanges, recognized over time, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e. at the price defined in the market (without variable consideration).
Network connection services	The network connection fees received from customers for connecting them to the electricity/gas distribution networks require a specific Group assessment to take into consideration all terms and conditions of the connection arrangements. This assessment is intended to determine whether the contract includes other distinct goods or services, such as for example the right to obtain ongoing access to the infrastructure in order to receive the commodity or, when the connection fee is a "non-refundable up-front fee" paid at or near	Revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity and gas distribution network is recognized on the basis of the satisfaction of the performance obligations included in the contract. The identification of distinct goods or services requires a careful analysis of the terms and conditions of the connection arrangements, which could vary from country to country based on the local context, regulations and law. In order to finalize this assessment, the Group considers not only the characteristics of the goods/services themselves (i.e. the good or service is capable of being distinct) but also

	contract inception, a material right that gives rise to a performance obligation. In particular, in some countries in which the Group operates, it has determined that the nature of the consideration received represents a "non-refundable up-front fee" whose payment provides a material right to the customer. In order to determine if the period over which this material right should be recognized extends beyond the initial contractual period, the Group takes into consideration the applicable local legal and regulatory framework applicable to the contract and affecting the parties. In such cases, if there is an implied assignment of the material right and an obligation from the initial customer to the new customer, the Group recognizes the connection fee over a period beyond the relationship with the initial customer, considering the concession terms as the period during which the initial customer and any future customer can benefit from the ongoing access without paying an additional connection fee. As a consequence, the fee is recognized over the period for which the payment creates an obligation for the Group to make the lower prices available to future customers (i.e. the period during which the customer is expected to benefit from the ongoing access service without having to pay an "up-front fee" upon renewal).	the implied promises for which the customer has a valid expectation as it views those promises as part of the negotiated exchange, that is goods/services that the customer expects to receive and has paid for (i.e. the promise to transfer the good or service to the customer is separately identifiable from other promises in the contract). Furthermore, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities, depending on local legal and regulatory framework. In such cases, it recognizes revenue on a net basis, corresponding to any fee or commission to which it expects to be entitled.

Sale/transport of electricity/gas to end users	An electricity/gas supply agreement signed with an end user includes a single performance obligation (sale and transport of the commodity) because the Group has determined that the contract does not provide distinct goods/services and the promise is satisfied by transferring control over the commodity to the customer when it is delivered at the point of delivery. In order to determine the nature of the promise included in such contracts, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract and commodity. However, the Group considers that the performance obligation provided for in a repetitive service contract, such as a supply contract for the provision of electricity/gas to end users, is typically satisfied over time (because the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered) as part of a series of distinct goods/services (i.e. each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer.	The Group applies an output method to recognize revenue from the sale and transport of electricity/gas to end users, so as to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date, i.e. the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced; this revenue is determined using estimates as well as periodic meter readings. Where applicable, this revenue is based on the rates and related restrictions established by law or by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA) and analogous foreign authorities during the applicable period.
Construction contracts	The construction contracts typically include a performance obligation satisfied over time. For these contracts, the Group generally considers it appropriate to use an input method for measuring progress, except when a specific contract analysis suggests the use of an alternative method that better depicts the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.	For construction contracts that include a performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation. The cost-to-cost method is generally considered the best method to depict the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date. The amount due from customers under a construction contract is presented as a contract asset; the amount due to customers under a construction contract is presented as a contract liability.
Service concession arrangements (within the scope of IFRIC 12)	The Group, as concession holder, provides services for the construction/upgrade of the infrastructure used for the provision of public services and/or services for the operation and maintenance of the infrastructure itself for the period of the concession.	When the Group provides construction/upgrade services, it recognizes intangible assets and/or financial assets, depending on the characteristics of the service concession arrangement. The amounts received or receivable relating to both components are initially recognized as

	For performance obligations related to infrastructure construction and improvement, please refer to the section "Construction contracts". As far as revenue from operating services are concerned, please refer to the sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/transport of electricity/gas to end users".	revenue from contracts with customers. For more details on revenue recognition, please refer to the section "Construction contracts". Furthermore, the component recognized in profit or loss deriving from the remeasurement at fair value of the financial assets in respect of service concession agreements for the distribution business in Brazil is also classified as revenue, in order to adequately reflect the business model in line with the related concession agreement. Revenues from management and maintenance activities are recognized as revenue from the sale of electricity on the market or to end users (please refer to sections "Sale of electricity produced by the Group" and "Sale/transport of electricity/gas to end users", respectively).

11.b Other income – *€2,683 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Grants for environmental certificates[1]	346	220	126	57.3%
Other operating grants	9	28	(19)	-67.9%
Capital grants (electricity and gas business)	28	28	-	-
Sundry reimbursements	314	314	-	-
Gains on the disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	584	1,876	(1,292)	-68.9%
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	44	64	(20)	-31.3%
Service continuity bonuses	13	31	(18)	-58.1%
Other income	1,345	2,303	(958)	-41.6%
Total	**2,683**	**4,864**	**(2,181)**	**-44.8%**

(1) For more on "Grants for environmental certificates", please see note 58 "Environmental programs".

Gains on the disposal of entities amounted to €584 million in 2023, mainly reflecting the recognition by Enel CIEN (in Brazil) of €99 million for the end-of-concession indemnity received for the takeover of the concession by another entity, the overall income of €103 million from the partial sale with loss of control of assets held in Australia, the gain on the sale of Arcadia Generación Solar (€195 million) and the remeasurement at fair value of the residual interest in Enel Green Power Hellas (€160 million).
In 2022, the item mainly included the recognition of gains on the disposal by Enel X International of 1.1% of the investment in Ufinet (€220 million), the sale by Enel X Srl of financial companies to Mooney (€67 million), the sale of 50% of the investment held by Enel Grids in Gridspertise (€520 million) and the sale of Enel Chile's interest in Enel Transmisión Chile.

"Other income" decreased by €958 million, mainly due to the decrease of income of Enel Generación Chile (€456 million), mainly in respect of the contractual agreement with Shell, the modification of which generated an increase in 2022; the decrease in the income connected with the electricity business recognized in Argentina (€219 million) following the agreements concluded in 2022 between Edesur and the local authorities, as well as the decrease in Enel Green Power North America in income from tax partnerships (€127 million).

The following tables show a breakdown of total revenue by business line based on the approach used by management to monitor the Group's performance during the two years being compared.

Millions of euro	2023							
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Total IFRS 15 revenue	**26,354**	**9,982**	**19,719**	**51,630**	**2,004**	**109,689**	**(27,206)**	**82,483**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	12,374	-	-	6	-	12,380	(3,505)	8,875
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	1,504	-	-	4	-	1,508	-	1,508
Other revenue	6	3	18	1	16	44	(28)	16
Total revenue from sales and services	**40,238**	**9,985**	**19,737**	**51,641**	**2,020**	**123,621**	**(30,739)**	**92,882**
Other income	**(48)**	**1,635**	**522**	**478**	**25**	**2,612**	**71**	**2,683**
TOTAL REVENUE	**40,190**	**11,620**	**20,259**	**52,119**	**2,045**	**126,233**	**(30,668)**	**95,565**

Millions of euro	2022							
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets (1)	Holding and Services (1)	**Total reporting segment**	Eliminations and adjustments	**Total**
Total IFRS 15 revenue	**37,154**	**7,863**	**20,854**	**63,476**	**1,993**	**131,340**	**(28,692)**	**102,648**
Sale of commodities under contracts with physical settlement	42,667	-	-	26	-	42,693	(5,446)	37,247
Gain/(Loss) on the measurement of commodity sales contracts with physical settlement closed during the period	(4,240)	-	-	(20)	-	(4,260)	-	(4,260)
Other revenue	-	6	13	1	22	42	(24)	18
Total revenue from sales and services	**75,581**	**7,869**	**20,867**	**63,483**	**2,015**	**169,815**	**(34,162)**	**135,653**
Other income	**754**	**1,298**	**2,165**	**867**	**35**	**5,119**	**(255)**	**4,864**
TOTAL REVENUE	**76,335**	**9,167**	**23,032**	**64,350**	**2,050**	**174,934**	**(34,417)**	**140,517**

(1) The figures for 2022 for the End-user Market Business Line have been adjusted to take account of the values for Enel X and Enel X Way. The latter had previously been reported under Holding, Services and Other.

Costs

12.a Electricity, gas and fuel – *€46,270 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Electricity	24,098	47,155	(23,057)	-48.9%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*2,884*	*6,161*	*(3,277)*	*-53.2%*
Gas	16,583	47,930	(31,347)	-65.4%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*8,063*	*33,092*	*(25,029)*	*-75.6%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of electricity and gas with physical settlement closed during the period	1,940	(2,140)	4,080	-
Nuclear fuel	99	111	(12)	-10.8%
Other fuels	3,550	3,840	(290)	-7.6%
Total	**46,270**	**96,896**	**(50,626)**	-52.2%

"Electricity" purchases decreased due to a decrease in volumes purchased and a decline in average prices compared with the previous year, mainly attributable to Italy (€17,942 million) and Spain (€4,833 million).

The decrease in costs for "gas" purchases mainly reflects the decrease in average prices for gas purchases, which also had a significant impact on the measurement of contracts with physical settlement, as well as the decrease in volumes handled, mainly in Italy and Spain.
The item also includes charges of €515 million recognized related to the settlement of an arbitration dispute with a Qatari gas supplier in Spain.

Results of the fair value measurement of purchases of gas under contracts with physical settlement closed increased by €4,080 million compared with the previous year, of which €3,311 million attributable to gas and €769 million to electricity.

The decrease in "other fuels" is mainly attributable to the decrease in volumes purchased.

12.b Services and other materials – *€18,304 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Wheeling	7,781	8,247	(466)	-5.7%
Maintenance and repairs	1,134	1,067	67	6.3%
Telephone and postal costs	168	181	(13)	-7.2%
Communication services	120	117	3	2.6%
IT services	840	872	(32)	-3.7%
Leases and rentals	534	503	31	6.2%
Other services	4,980	5,707	(727)	-12.7%
Environmental certificates not used for compliance	1,002	963	39	4.0%
- of which purchases under contracts with physical settlement (IFRS 9)	*725*	*868*	*(143)*	*-16.5%*
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of environmental certificates with physical settlement closed during the period	1	135	(134)	-99.3%
Change in inventories of environmental certificates	(593)	(97)	(496)	-
Other materials	2,337	2,533	(196)	-7.7%
Total	**18,304**	**20,228**	**(1,924)**	**-9.5%**

Costs for services and other materials amounted to €18,304 million in 2023, a decrease of €1,924 million compared with 2022. This change essentially reflected:

- a decrease of €466 million in costs for "wheeling", mainly due to lower volumes in Italy and lower prices in Spain;
- a decrease of €727 million in "other services" essentially reflecting the decrease in costs for services connected with the electricity and gas business (€371 million) and those related to concessions in Brazil (€353 million);
- a decrease in costs of environmental certificates, including the change in inventories, essentially related to lower purchases of CO_2 allowances;
- a decrease in "other materials" mainly attributable to procurement costs due to changes in the consolidation scope.

12.c Personnel expenses – *€5,030 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Wages and salaries	3,498	3,442	56	1.6%
Social security contributions	903	924	(21)	-2.3%
Italian post-employment benefits	114	107	7	6.5%
Post-employment and other long-term benefits	67	73	(6)	-8.2%
Early retirement incentives	42	(20)	62	-
Early retirement incentives connected with restructuring agreements	214	(151)	365	-
Other costs	192	195	(3)	-1.5%
Total	**5,030**	**4,570**	**460**	**10.1%**

Personnel expenses in 2023 amounted to €5,030 million, an increase of €460 million.

The Group's workforce decreased by 4,069 employees, mainly reflecting the negative balance between new hires and terminations (201 employees) adding to negative changes in the consolidation scope (-3,868 employees), essentially attributable to:

- the sale of Enel Generación Costanera SA in Argentina;
- the sale of Central Dock Sud SA in Argentina;
- the sale of Usme ZE SAS and Fontibón ZE SAS in Colombia;
- the sale of Avikiran Solar India Private Limited in India;
- the sale of Enel Green Power Australia in Australia;
- the sale of all Romanian companies;
- the sale of Enel Green Power Hellas and all companies in Greece.

The increase in "wages and salaries" substantially reflects the cost incurred as a result of new hiring at companies in Italy, Spain, Chile and Colombia.

The €6 million decrease in "post-employment and other long-term benefits" is mainly attributable to Latin America and Spain.

The increase in "early retirement incentives" and "early retirement incentives connected with restructuring agreements" is mainly attributable to an increase in costs in Spain, following the €177 million adjustment of the provision for the *Acuerdo Voluntario de Salida* (AVS) plan, and in Italy of the provision for restructuring and digitalization in respect of the framework agreement in application of Article 4, paragraphs 1-7-*ter*, of Law 92/2012 signed in 2021, which required a negative adjustment in 2022 and a positive adjustment in 2023, according to the developments of the period and changes underlying the actuarial assumptions.

The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, and the headcount as of December 31, 2023.

No.	Average [1]		Headcount [1]
	2023	2022	**at Dec. 31, 2023**
Senior managers	1,374	1,389	1,310
Middle managers	12,589	12,528	12,389
Office staff	33,906	35,676	31,308
Blue collar	16,527	16,883	16,048
Total	**64,396**	**66,476**	**61,055**

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel's percentage share of the total.

12.d Net impairment/(reversals) on trade receivables and other receivables – *€1,334 Euro million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Impairment losses on trade receivables	1,384	1,375	9	0.7%
Impairment losses on other financial assets	162	169	(7)	-4.1%
Total impairment losses on trade receivables and other financial assets	**1,546**	**1,544**	**2**	**0.1%**
Impairment gains on trade receivables	(210)	(265)	55	20.8%
Impairment gains on other financial assets	(2)	(1)	(1)	-
Total impairment gains on trade receivables and other financial assets	**(212)**	**(266)**	**54**	**20.3%**
NET IMPAIRMENT/(REVERSALS) ON TRADE RECEIVABLES AND OTHER FINANCIAL ASSETS	**1,334**	**1,278**	**56**	**4.4%**

The item, equal to €1,334 million, includes impairment losses and reversals on trade receivables and other financial assets. The net impairment losses on trade receivables are essentially in line with the previous year.

12.e Depreciation, amortization and other impairment losses – *€8,089 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Property, plant and equipment	4,674	4,472	202	4.5%
Investment property	2	2	-	-
Intangible assets	1,677	1,612	65	4.0%
Other impairment losses	1,792	1,414	378	26.7%
Other reversals of impairment losses	(56)	(53)	(3)	-5.7%
Total	**8,089**	**7,447**	**642**	**8.6%**

The change in "depreciation, amortization and other impairment losses" essentially reflected:

- higher depreciation and amortization due to new capital expenditure, mainly in the sector of renewable energy and distribution;
- the impairment losses on a number of renewables generation companies (€1,268 million) in North America, mainly attributable to the deterioration in the outlook for certain markets, which was consolidated over the course of 2023, accompanied by a general deterioration in macroeconomic conditions as well as redefined strategic and restructuring plans in the area;
- impairment losses recognized in 2023 on the assets of Enel X and Enel X Way (totaling €126 million) in North America;
- the impairment loss of €171 million on the Windpeshi wind project in Colombia as it was classified as held for sale;
- the value adjustments in 2022 of the net assets of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (€827 million), CGT Fortaleza (€73 million) in Brazil, and net assets of Enel Generación Costanera SA (€174 million) and Central Dock Sud SA (€116 million) in Argentina.

12.f Other operating costs – *€6,125 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
System charges - Environmental certificates[1]	2,603	2,510	93	3.7%
Other costs connected with electrical and gas system	568	172	396	-
Other taxes and duties	1,529	1,107	422	38.1%
Capital losses and other costs on the disposal of equity investments	404	363	41	11.3%
Extraordinary solidarity levies	208	-	208	-
Other	813	533	280	52.5%
Total	**6,125**	**4,685**	**1,440**	**30.7%**

[1] For more on "System charges - Environmental certificates", please see note 58 "Environmental programs".

Other operating costs increased by €1,440 million compared with the previous year due to the following.

"Other costs connected with electrical and gas system" increased by €396 million, mainly due to:

- the increased impact of the *Bono Social* in Spain (€246 million), mainly attributable to the recognition in 2022 of an indemnity of €152 million following Supreme Court ruling no. 202/2022;
- an increase in indemnities and penalties connected with service quality in Italy provided for under the Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA) Resolution no. 566/2019/R/eel charged to distributors (€118 million).

"Other taxes and duties" increased by €422 million, mainly due to the clawback mechanism in Italy (€357 million) introduced with Decree Law 25 of March 28, 2022 and in Spain (€118 million) as a result of Royal Decree 17/2021. The change was partly offset by a decrease in charges for the occupation of public land in Spain (€76 million) as a result of a reduction in fees.

"Capital losses and other costs on the disposal of equity investments" in 2023 mainly include the capital losses on the disposal of Enel Generación Costanera (€132 million) and Central Dock Sud (€194 million) in Argentina and the price adjustment in respect of the disposal of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (€23 million). In 2022 the item mainly referred to capital losses recognized for the disposal of Enel Goiás (€208 million) and CGT Fortaleza (€135 million) in Brazil.

"Extraordinary solidarity levies" regard the extraordinary solidarity levy recognized, in 2023, in Spain (€208 million) following the approval of Law 38 of December 27, 2022.

The increase in "other" operating costs is mainly attributable to an increase in provisions for risks and charges recognized by Enel Insurance in response to claims connected with adverse weather events.

12.g Capitalized costs – *€(3,385) million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Personnel	(1,120)	(1,184)	64	5.4%
Materials	(1,338)	(1,258)	(80)	-6.4%
Other	(927)	(973)	46	4.7%
Total	**(3,385)**	**(3,415)**	**30**	**0.9%**

Capitalized costs are in line with the previous year.

13. Net results from commodity contracts – *€(2,966) million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Commodity derivatives				
- income from settled derivatives	7,315	23,124	(15,809)	-68.4%
- expense from settled derivatives	9,865	18,929	(9,064)	-47.9%
Net income/(expense) from settled commodity derivatives	**(2,550)**	**4,195**	**(6,745)**	-
- income from outstanding derivatives	(3,283)	(2,479)	(804)	-32.4%
- expense from outstanding derivatives	(3,404)	223	(3,627)	-
Net income/(expense) from outstanding commodity derivatives	**121**	**(2,702)**	**2,823**	-
Outstanding contracts for energy commodities with physical settlement				
- results from outstanding contracts to sell energy commodities with physical settlement	389	5,182	(4,793)	-92.5%
- results from outstanding contracts to purchase energy commodities with physical settlement	(926)	(4,310)	3,384	78.5%
Net results from outstanding contracts for energy commodities with physical settlement	**(537)**	**872**	**(1,409)**	-
NET RESULTS FROM COMMODITY CONTRACTS	**(2,966)**	**2,365**	**(5,331)**	-

Net results from commodity contracts showed net expense of €2,966 million in 2023 (net income of €2,365 million in 2022), and break down as follows:

- net expense from commodity derivatives totaling €2,429 million (net income of €1,493 million in 2022), including derivatives designated as cash flow hedges and derivatives measured at fair value through profit or loss. More specifically, net expense from derivatives settled in the period amounted to €2,550 million (net income of €4,195 million in 2022) and net income from the fair value measurement of outstanding derivatives came to €121 million (net expense of €2,702 million in 2022);
- net expense from the fair value measurement through profit or loss of energy commodity contracts with physical settlement still outstanding at the reporting date amounting to €537 million (net income of €872 million in 2022).

For more information on derivatives, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

14. Net financial income/(expense) from derivatives – *€(609) million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	756	1,442	(686)	-47.6%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	802	1,676	(874)	-52.1%
Total income	**1,558**	**3,118**	**(1,560)**	**-50.0%**
Expense:				
- expense from derivatives designated as hedging derivatives	(1,254)	(1,744)	490	28.1%
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	(913)	(1,670)	757	45.3%
Total expense	**(2,167)**	**(3,414)**	**1,247**	**36.5%**
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**(609)**	**(296)**	**(313)**	-

In 2023 net expense from derivatives on interest and exchange rates amounted to €609 million (net expense of €296 million in 2022) and breaks down as follows:

- net expense from derivatives designated as hedging derivatives in the amount of €498 million (net expense of €302 million in 2022) mainly in regard of cash flow hedges;
- net expense from derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €111 million (net income of €6 million in 2022).

The net balances recognized in 2023 and 2022 on both hedging derivatives and those at fair value through profit or loss mainly referred to the hedging of exchange rate risk. For more information on derivatives, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

15. Net other financial income/(expense) – *€(2,766) million*

Other financial income

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current financial assets	289	158	131	82.9%
- interest income at effective rate on current financial investments	335	201	134	66.7%
Total interest income at the effective interest rate	**624**	**359**	**265**	**73.8%**
Financial income on non-current financial assets designated at fair value through profit or loss	**-**	**-**	**-**	**-**
Exchange gains	**1,807**	**2,289**	**(482)**	**-21.1%**
Income on equity investments	**3**	**1**	**2**	**-**
Income from hyperinflation	**1,575**	**1,739**	**(164)**	**-9.4%**
Other income	**482**	**781**	**(299)**	**-38.3%**
TOTAL OTHER FINANCIAL INCOME	**4,491**	**5,169**	**(678)**	**-13.1%**

Other financial income amounted to €4,491 million, a decrease of €678 million on 2022. The change mainly reflects the following factors:

- a decrease in income from exchange gains (€482 million), mainly relating to Enel Finance International (€370 million) and Enel Global Trading (€82 million);
- a decrease in income from hyperinflation (€164 million), recognized by the Argentine companies as a result of the application of IAS 29 on financial reporting in hyperinflationary economies; for more information, please see note 5 of these consolidated financial statements at December 31, 2023;
- a decrease in other income mainly deriving from the value adjustment of hedged liabilities in fair value hedge relationships (€159 million), and the change in the consolidation scope relating to the disposal of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (€45 million);
- an increase in interest income at the effective rate (€265 million).

Other financial expense

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	987	509	478	93.9%
- interest expense on bonds	2,079	1,884	195	10.4%
- interest expense on other borrowings	451	235	216	91.9%
Total interest expense	**3,517**	**2,628**	**889**	**33.8%**
Financial expense on debt management transactions	**7**	**-**	**7**	**-**
Exchange losses	**1,058**	**2,179**	**(1,121)**	**-51.4%**
Adjustment to post-employment and other employee benefits	**165**	**145**	**20**	**13.8%**
Adjustment to other provisions	**255**	**201**	**54**	**26.9%**
Expense from equity investments	**-**	**-**	**-**	**-**
Expense from hyperinflation	**1,291**	**1,449**	**(158)**	**-10.9%**
Other expenses	**964**	**727**	**237**	**32.6%**
TOTAL OTHER FINANCIAL EXPENSE	**7,257**	**7,329**	**(72)**	**-1.0%**

Other financial expense amounted to €7,257 million, an overall decrease of €72 million compared with 2022 essentially reflecting the following factors:

- a decrease in expense from hyperinflation of €158 million, recognized by the Argentine companies as a result of the application of IAS 29 on financial reporting in hyperinflationary economies; for more information, please see note 5 of these consolidated financial statements at December 31, 2023;
- a decrease in expense on exchange losses of €1,121 million, mainly relating to Enel Finance International (€733 million) and Enel Global Trading (€217 million);
- an increase in interest expense of €889 million, mainly attributable to the increase in interest rates;
- an increase in other expenses mainly attributable to impairment losses on liabilities covered by fair value hedges (€126 million) and financial expense on the assignment of receivables (€102 million).

16. Share of profit/(loss) of equity-accounted investments – *€(41) million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Share of profit of associates[1]	68	81	(13)	-16.0%
Share of loss of associates	(109)	(141)	32	22.7%
Total [1]	**(41)**	**(60)**	**19**	**31.7%**

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Share of profit/(loss) of equity-accounted investments" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

The share of the net loss of equity-accounted investments in 2023 came to €41 million, an increase of €19 million on 2022.
The change was essentially due to an increase in the share of profit/(loss) pertaining to the Group of Slovak Power Holding (€65 million) and Gridspertise (€9 million), partly offset by the decrease in the share of profit/(loss) of Mooney (€18 million), PowerCrop (€22 million), Enel Green Power Australia (€7 million) and Compañía Eólica Tierras Altas (€7 million).

17. Income taxes – *€2,778 million*

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Current taxes	2,877	3,025	(148)	-4.9%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(75)	(233)	158	67.8%
Total current taxes	**2,802**	**2,792**	**10**	**0.4%**
Deferred tax expense[1]	(197)	318	(515)	-
Deferred tax income[1]	173	413	(240)	-58.1%
TOTAL	**2,778**	**3,523**	**(745)**	**-21.1%**

(1) Figures for 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Income taxes for 2023 came to €2,778 million and decreased by €745 million compared with 2022.
The tax rate for 2023 came to 37%, compared with 41% in 2022.
The decrease mainly reflects the following factors:

- the impact of higher impairment and losses resulting from mergers and acquisitions in 2022 that were not tax deductible, essentially regarding Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) and CGT Fortaleza in Brazil;
- higher taxes recognized in 2022 in Italy in respect of the extraordinary energy cost tax, established by Law 51/2022 (about €121 million), and the solidarity tax from Law 197/2022 (about €599 million);
- the tax effect of hyperinflation in Argentina mainly attributable, in 2023, to the recognition for tax purposes of the increase in the value of assets adjusted for hyperinflation;
- an increase in tax credit to eliminate dual taxation of dividends at Enel Iberia in 2023.

These factors were partially offset by:

- the non-deductibility of the extraordinary solidarity levy in Spain;
- the reversal of the portion of deferred tax assets no longer considered recoverable in the United States, Mexico and Peru;
- the tax effect (€190 million) of the sale of interests in Ufinet, Gridspertise and the finance companies of the Enel X segment to Mooney in 2022.

For more information on changes in deferred tax assets and liabilities, please see note 25.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro

	2023		2022	
Pre-tax profit[1]	**7,416**		**8,677**	
Theoretical taxes	1,780	24%	2,082	24%
Delta of tax effect on impairment adjustments and M&A transactions	195		420	
Preferential tax treatment of Ufinet, Gridspertise and Mooney capital gain	-		(190)	
Preferential tax treatment of disposals in Australia and Greece	(63)		-	
Deferred tax assets recognized on the carve-out of Enel X Way	-		(60)	
Patent Box in Italy	-		(55)	
Sundry tax effects of hyperinflation accounting in Argentina	(58)		30	
Tax effect of non-deductible provisions for risks in Spain	-		30	
Write-off of deferred tax assets for Enel Green Power Perú and Enel Generación Perú merger	25		-	
Write-off of deferred tax assets for the United States and Mexico	155		-	
IRAP	352		260	
Extraordinary energy cost tax	-		121	
Solidarity tax	-		599	
Non-deductibility of extraordinary solidarity levy in Spain	52		-	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	340		296	
Total	**2,778**		**3,523**	

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Share of profit/(loss) of equity-accounted investments" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

18. Basic and diluted earnings per share

Both of these indicators are calculated on the basis of the average number of ordinary shares for the year, equal to 10,166,679,946, adjusted by the average number of treasury shares held.
The number of treasury shares, with a par value of €1 each, held at December 31, 2023 was equal to 9,262,330 (7,153,795 at December 31, 2022).

Millions of euro

	2023	2022
Profit for the year attributable to owners of the Parent (basic)	**3,438**	**1,682**
of which from:		
- *continuing operations* [1]	*3,813*	*3,573*
- *discontinued operations* [1]	*(375)*	*(1,891)*
Effect of preference rights on dividends (e.g., preference shares)	-	-
Dividends on equity instruments (e.g., hybrid bonds)	(182)	(123)
Other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**3,256**	**1,559**
of which from:		
- *continuing operations* [1]	*3,631*	*3,450*
- *discontinued operations* [1]	*(375)*	*(1,891)*
Number of shares (units)		
Number of ordinary shares issued at 1 January	10,166,679,946	10,166,679,946
Effect of treasury shares held	(7,696,284)	(6,287,027)
Effect of share options exercised	422,896	145,119
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	10,159,406,558	10,160,538,038

Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (basic)	**3,256**	**1,559**
Effect of dilution:		
- interest on convertible bonds	-	-
- other	-	-
Profit for the year attributable to ordinary owners of the Parent (diluted)	**3,256**	**1,559**
of which:		
- *continuing operations*	*3,631*	*3,450*
- *discontinued operations*	*(375)*	*(1,891)*
Number of shares (units)		
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for basic earnings per share	10,159,406,558	10,160,538,038
Effect of conversion of convertible notes	-	-
Other	-	-
Weighted average number of ordinary shares outstanding (total) for diluted earnings per share	**10,159,406,558**	**10,160,538,038**

Basic earnings per share		
Basic earnings per share	0.32	0.15
Basic earnings per share from continuing operations	0.36	0.34
Basic earnings per share from discontinued operations	(0.04)	(0.19)
Diluted earnings per share		
Diluted earnings per share	0.32	0.15
Diluted earnings per share from continuing operations	0.36	0.34
Diluted earnings per share from discontinued operations	(0.04)	(0.19)

(1) The figure for 2022 has been adjusted to reflect the classification of the "Share of profit/(loss) of equity-accounted investments" referring to Rusenergosbyt LLC, a Russian company sold in December 2023, to "discontinued operations".

Information on the statement of consolidated financial position

19. Property, plant and equipment – *€89,801 million*

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2023 is given below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost net of accumulated impairment losses	629	11,606	165,370	572	1,439	4,021	547	13,964	198,148
Accumulated depreciation	-	5,719	100,685	409	1,147	1,259	408	-	109,627
Balance at Dec. 31, 2022	**629**	**5,887**	**64,685**	**163**	**292**	**2,762**	**139**	**13,964**	**88,521**
Capital expenditure	4	47	2,182	27	86	1	4	8,213	10,564
Assets entering service	31	1,189	6,085	6	56	4	29	(7,365)	35
Exchange differences	11	(22)	(933)	(1)	(26)	(23)	-	(464)	(1,458)
Change in the consolidation scope	2	6	33	-	-	(6)	-	3	40
Disposals	(2)	(2)	(106)	(1)	(31)	(63)	(1)	20	(186)
Depreciation	-	(219)	(3,857)	(23)	(81)	(337)	(34)	-	(4,551)
Impairment losses	(1)	(230)	(1,149)	-	-	-	-	(186)	(1,566)
Impairment gains	-	1	30	-	-	-	-	8	39
Leases	-	-	-	-	-	684	-	-	684
Other changes	(1)	(92)	879	(1)	6	3	(1)	460	1,253
Reclassifications from/to assets held for sale	(43)	(270)	(2,590)	(1)	(5)	(161)	-	(504)	(3,574)
Total changes	**1**	**410**	**574**	**6**	**5**	**102**	**(3)**	**185**	**1,280**
Cost net of accumulated impairment losses	630	12,084	167,123	592	1,456	4,318	572	14,149	200,924
Accumulated depreciation	-	5,787	101,864	423	1,159	1,454	436	-	111,123
Balance at Dec. 31, 2023	**630**	**6,297**	**65,259**	**169**	**297**	**2,864**	**136**	**14,149**	**89,801**

Plant and machinery included assets to be relinquished free of charge with a carrying amount of €9,538 million (€8,409 million at December 31, 2022), largely regarding power plants in Iberia and Latin America amounting to €4,068 million (€3,456 million at December 31, 2022) and the electricity distribution grid in Latin America totaling €4,470 million (€4,228 million at December 31, 2022).

For more information on "leased assets", please see note 21 below.

Capital expenditure came to €11,919 million, of which 10,564 million in "property, plant and equipment", and €1,355 million in "intangible assets" (for more details see note 23). The types of capital expenditure made during 2023 are summarized below by class of asset.

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Power plants:				
- thermal	550	659	(109)	-16.5%
- hydroelectric	458	435	23	5.3%
- geothermal	136	121	15	12.4%
- nuclear	163	134	29	21.6%
- alternative energy sources	3,444	5,147	(1,703)	-33.1%
Total power plants	**4,751**	**6,496**	**(1,745)**	**-26.9%**
Electricity distribution grids (1)	4,485	4,373	112	2.6%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	449	373	76	20.4%
Enel X Way (e-Mobility)	106	113	(7)	-6.2%
Retail customers	617	721	(104)	-14.4%
Other	1,511	1,097	414	37.7%
TOTAL	**11,919**	**13,173**	**(1,254)**	**-9.5%**

(1) The figure for 2023 does not include €795 million in respect of infrastructure investments within the scope of IFRIC 12 (€1,174 million in 2022).

The Enel Group, in line with the Paris Agreement on CO_2 emissions reductions and guided by energy efficiency and energy transition objectives, has invested above all in generation plants that exploit alternative energy sources. Capital expenditure on thermal generation plants decreased mainly in Latin America and Italy.
Capital expenditure on the distribution grid were substantial; in particular, higher investments in Italy, mainly for corrective maintenance and grid reliability, were partly offset by lower investments in Brazil, Romania, Peru, Argentina and Chile.
The decrease in capital expenditure in the Retail business in Italy, Spain and Romania is essentially attributable to a decrease in digitalization activities of operational processes in customer management.
The growth of capital expenditure of Enel X mainly regards the e-City and the Distributed Energy businesses in Italy and the e-City business in Brazil.

Impairment losses in 2023 amounted to €1,566 million, of which €1,234 million are attributable to the value adjustment of photovoltaic and wind plants in the United States, operating in a progressively deteriorating macroeconomic context and in local markets characterized by the persistence of disadvantageous conditions for the dispatching of power, as well as the initiation and implementation by management of specific restructuring plans in the country, which have had a significant impact on the recoverable values of those assets. The above circumstances constituted evidence of low margins, which, following IAS 36 impairment testing, indicate that their carrying amount cannot be completely recovered.
Impairment losses in 2023 also include value adjustments of thermal generation assets in the non-peninsular territories in Spain (€91 million), in line with the decarbonization process pursued by the Group, and the value adjustment of Windpeshi wind project in Colombia (€171 million) as a result of the implementation of a disposal program for the related assets, which prompted their classification as assets held for sale.

Impairment gains of €39 million mainly regards generation assets in Colombia of Sociedad Portuaria Central Cartagena SA, which had been written down in 2022 to reflect their realizable value.

"Reclassifications from/to assets held for sale" refer mainly to electricity distribution and supply assets held by Enel Distribución Perú SAA in Peru, generation assets held by Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz, and Enel Generación Piura, a portfolio of renewables assets consisting of about 150 MW of geothermal and solar plants in North America, whose sale was

finalized in January 2024, photovoltaic plants of Arcadia Generación Solar SA in Chile, sold during 2023, and the Windpeshi wind facility under development.

"Other changes" include the adjustment of plant decommissioning and site restoration costs, which decreased by €38 million, mainly in Spain, new leases of €684 million, impairment losses on the property, plant and equipment of the Argentine companies operating in a hyperinflationary economy in the amount of €872 million and the effect of capitalizing interest on loans specifically dedicated to capital expenditure on property, plant and equipment of €303 million (€251 million in 2022), breaking down as follows.

Millions of euro

	2023	Rate %	2022	Rate %	Change	
EGP North America	70	0.2%	83	0.5%	(13)	-15.7%
EGP Mexico	16	9.8%	14	7.0%	2	14.3%
EGP South Africa	-	-	-	6.3%	-	-
Enel Américas Group	55	6.4%	41	3.2%	14	34.1%
Enel Chile Group	90	6.0%	91	6.1%	(1)	-1.1%
Endesa Group	12	3.2%	5	1.4%	7	-
Enel Italia Group	56	2.1%	6	3.2%	50	-
Nuove Energie	2	3.3%	2	1.6%	-	-
Total	**303**		**251**		**52**	**20.7%**

At December 31, 2023, contractual commitments to purchase property, plant and equipment came to €4,690 million.

20. Infrastructure within the scope of "IFRIC 12 - Service Concession Arrangements"

Service concession arrangements, which are recognized in accordance with IFRIC 12, regard certain infrastructure serving concessions for electricity distribution in Brazil and Costa Rica and public lighting in Brazil.
The following table summarizes the salient details of those concessions.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	Amount recognized among intangible contract assets at Dec. 31, 2023	Amount recognized among financial contract assets at Dec. 31, 2023	Amount recognized among financial assets at Dec. 31, 2023	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2023
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1996-2026	3 years	Yes	134	-	1,353	439
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	5 years	Yes	134	-	1,138	466
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	23 years	No	-	-	6	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	23 years	No	-	-	27	-
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2017-2047	24 years	No	-	-	291	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	5 years	Yes	157	-	1,549	722
Luz de Angra Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2021-2036	13 years	Yes (1)	-	3	-	-
Luz de Jaboatão Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2045	21 years	Yes (1)	-	5	-	-
Luz de Caruaru Energia	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2043	19 years	Yes (1)	-	4	-	-
Luz de Cataguases	Brazilian government	Public lighting	Brazil	2023-2048	24 years	Yes (1)	-	1	-	-
PH Chucas	Costa Rican Electricity Institute	Hydroelectric plant	Costa Rica	2012-2031	8 years	No	-	-	40	38
Total							**425**	**13**	**4,404**	**1,665**

(1) Limited to 35 years.

The assets classified under financial assets are measured at fair value at the end of the concessions. For more information, please see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".

21. Leases

The table below shows changes in right-of-use assets in 2023.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plants	Other leased assets	Total
Total at Dec. 31, 2022	**1,312**	**513**	**424**	**513**	**2,762**
Increases	318	270	(3)	99	684
Exchange differences	(26)	2	-	1	(23)
Depreciation	(47)	(118)	(29)	(143)	(337)
Other changes	(69)	(35)	(114)	(4)	(222)
Total at Dec. 31, 2023	**1,488**	**632**	**278**	**466**	**2,864**

Lease liabilities and changes during the year are shown in the table below.

Millions of euro	
Total at Dec. 31, 2022	**2,672**
Increases	677
Payments	(406)
Other changes	(38)
Total at Dec. 31, 2023	**2,905**
of which medium to long term	*2,638*
of which short term	*267*

Note that in 2023 no changes or renegotiations were made to leases.

Millions of euro	
	2023
Depreciation of right-of-use assets	346
Interest expense on lease liabilities	128
Expense relating to short-term leases (included in costs for services and other materials)	46
Expense relating to leases of low-value assets (included in costs for services and other materials)	-
Variable lease payments (included in costs for services and other materials)	29
Total	**549**

22. Investment property – *€97 million*

Millions of euro

Cost net of accumulated impairment losses	116
Accumulated depreciation	22
Balance at Dec. 31, 2022	**94**
Exchange differences	-
Depreciation	(2)
Impairment losses	(1)
Other changes	6
Total changes	**3**
Cost net of accumulated impairment losses	114
Accumulated depreciation	17
Balance at Dec. 31, 2023	**97**

Investment property at December 31, 2023 amounted to €97 million, an increase of €3 million on 2022.

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain, Brazil and Chile, which are free of restrictions on their sale or the remittance of income and proceeds of disposal. In addition, the Group has no contractual obligations to purchase, construct or develop investment property or for repairs, maintenance or enhancements.
The change in 2023 was mainly due to impairment losses recognized on a number of assets in Spain, a number of disposals in Italy and depreciation charges for the period.

For more information on the valuation of investment property, please see notes 52 "Assets and liabilities measured at fair value", and 52.2 "Assets not measured at fair value in the statement of financial position".

23. Intangible assets – *€17,055 million*

A breakdown of and changes in intangible assets for 2023 are shown below.

Millions of euro	Development expenditure	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Leasehold improvements	Assets under development and advances	Contract costs	Total
Cost net of accumulated impairment losses	101	3,697	12,646	5,261	5,279	-	1,747	2,831	31,562
Accumulated amortization	22	3,034	1,851	3,761	3,847	-	-	1,527	14,042
Balance at Dec. 31, 2022	**79**	**663**	**10,795**	**1,500**	**1,432**	**-**	**1,747**	**1,304**	**17,520**
Capital expenditure	3	30	45	-	122	-	640	515	1,355
Assets entering service	2	300	8	-	209	-	(564)	10	(35)
Exchange differences	1	(4)	220	72	(4)	-	(49)	(4)	232
Change in the consolidation scope	-	-	1	-	-	-	(1)	-	-
Disposals	-	(2)	-	(18)	-	-	3	-	(17)
Amortization	(5)	(313)	(199)	(402)	(342)	-	-	(425)	(1,686)
Impairment losses	(3)	-	1	-	(1)	-	(57)	-	(60)
Impairment gains	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Other changes	(47)	50	(10)	513	-	-	(46)	3	463
Reclassifications from/to assets held for sale	(4)	(49)	(590)	-	(44)	-	(32)	-	(719)
Total changes	**(53)**	**12**	**(524)**	**165**	**(58)**	**-**	**(106)**	**99**	**(465)**
Cost net of accumulated impairment losses	55	3,988	12,401	5,822	5,513	-	1,641	3,352	32,772
Accumulated amortization	29	3,313	2,130	4,157	4,139	-	-	1,949	15,717
Balance at Dec. 31, 2023	**26**	**675**	**10,271**	**1,665**	**1,374**	**-**	**1,641**	**1,403**	**17,055**

The following table reports service concession arrangements that do not fall within the scope of IFRIC 12 and had a balance as at December 31, 2023.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,677	5,678	5,673
Enel Colombia (formerly Codensa)	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,266	1,047	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,254	1,331	1,667

Assets with an indefinite useful life amounted to €8,197 million (€8,056 million at December 31, 2022) essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,677 million), Colombia (€1,266 million) and Chile (€1,254 million), for which there was no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for each CGU, with which the various concessions are associated, were sufficient to recover the carrying amount. The change during the year was essentially attributable to changes in exchange rates in Latin America. The assets in respect of concession arrangements that do not fall within the scope of IFRIC 12 of Enel Distribución Perú were reclassified as held for sale in the amount of €581 million (€584 million at December 31, 2022).

For more information on service concession arrangements, please see note 20.

Impairment losses amounted to €60 million in 2023, and mainly regarded renewable projects no longer considered strategic in Spain, the United States and Italy.

"Reclassifications from/to assets held for sale" refer mainly to assets held by Enel Distribución Perú SAA, Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz and other renewable assets in North America (the latter sold at the beginning of 2024).

"Other changes" mainly include the reclassification under financial assets of investments falling within the scope of IFRIC 12 in Brazil and the value adjustment of intangible assets of Argentine companies as a result of the application of the accounting standard for financial reporting in hyperinflationary economies.

24. Goodwill – *€13,042 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Impairment losses	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2023
	Net carrying amount						Net carrying amount
Iberian Peninsula	8,785	-	-	-	-	-	8,785
Chile	1,148	-	(1)	-	(46)	-	1,101
Argentina	21	-	(1)	-	-	-	20
Peru	571	-	(1)	-	(570)	-	-
Colombia	518	-	8	-	-	-	526
Brazil	1,313	-	44	-	-	-	1,357
Central America	26	-	-	-	-	-	26
Enel Green Power North America	70	-	(2)	-	-	-	68
Enel X North America	142	-	(4)	(57)	-	-	81
Enel X Way North America	70	-	(1)	(69)		-	-
Enel X Asia Pacific	84	-	-	-	-	-	84
Enel X Rest of Europe[1]	43	-	-	-	-	-	43
Market Italy[2]	581	-	-	-	-	-	581
Enel Green Power Italy	21	-	-	-	-	-	21
Enel Produzione Italy	349	-	-	-	-	-	349
Total	**13,742**	**-**	**42**	**(126)**	**(616)**	**-**	**13,042**

(1) Includes Viva Labs.
(2) Includes Enel Energia.

The following table presents the allocation of goodwill in the matrix of business lines and geographical areas. Note that the changes in the presentation of operating segments, described in note 10 above, did not produce changes in the allocation of goodwill for the purposes of impairment testing.

Goodwill matrix at Dec. 31, 2023

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets	Holding and Services	**Total**
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	21
Market Italy[1]	-	-	-	581	-	581
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	349
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brazil	-	502	855	-	-	1,357
Chile	-	949	152	-	-	1,101
Colombia	-	303	223	-	-	526
Peru	-	-	-	-	-	-
Central America	-	26	-	-	-	26
Enel Green Power North America	-	68	-	-	-	68
Enel X North America	-	-	-	81	-	81
Enel X Way North America	-	-	-	-	-	-
Enel X Asia Pacific	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe[2]	-	-	-	43	-	43
Total	-	**3,409**	**7,037**	**2,596**	-	**13,042**

(1) Includes Enel Energia.
(2) Includes Viva Labs.

Goodwill matrix at Dec. 31, 2022

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Enel Grids	End-user Markets [1]	Holding and Services [1]	Total
Enel Green Power Italy	-	21	-	-	-	21
Market Italy [2]	-	-	-	581	-	581
Enel Produzione Italy	-	349	-	-	-	349
Iberian Peninsula	-	1,190	5,788	1,807	-	8,785
Argentina	-	2	19	-	-	21
Brazil	-	478	835	-	-	1,313
Chile	-	996	152	-	-	1,148
Colombia	-	295	223	-	-	518
Peru	44	207	320	-	-	571
Central America	-	26	-	-	-	26
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	70
Enel X North America	-	-	-	142	-	142
Enel X Way North America	-	-	-	70	-	70
Enel X Asia Pacific	-	-	-	84	-	84
Enel X Rest of Europe [3]	-	-	-	43	-	43
Total	**44**	**3,634**	**7,337**	**2,727**	**-**	**13,742**

(1) The figures for 2022 for the End-user Market Business Line have been adjusted to take account of the values for Enel X and Enel X Way. The latter had previously been reported under Holding, Services and Other.
(2) Includes Enel Energia.
(3) Includes Viva Labs.

The decrease of €700 million in goodwill was mainly attributable to Peru for the reclassification as assets held for sale of generation and distribution assets (€570 million), and Chile for the reclassification to assets held for sale of Arcadia Generación Solar (€46 million).
New impairment losses were also recognized in 2023 in respect of the CGUs in North America of Enel X and Enel X Way (€57 and €69 million, respectively) following impairment testing conducted in response to changes in macroeconomic conditions.

The decrease is partly offset by exchange gains recognized in Brazil.

The recoverable amount of the goodwill recognized was estimated by calculating the value in use of the CGUs using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market-risk premiums.
Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate, taking account of the specific risks of each CGU, and drawn:

- for the explicit period, from the Business Plan approved by the Board of Directors of the Parent on November 22, 2023, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing was three years;
- for subsequent years, from assumptions concerning long-term developments in the main variables that determine cash flows, the average residual useful life of assets or the duration of the concessions.

More specifically, the terminal value is calculated based on the specific characteristics of the businesses related to the various CGUs subject to impairment testing:

- perpetuity, for the businesses of large-hydro (LH) power generation and of distribution, in which the licenses and public concessions are of a long-term nature and renewal can be forecast with reasonable certainty; as well as for the Enel X and Enel X Way businesses, as they feature the development of specific know-how that is sustainable over the long term;
- annuity, for CGUs that are predominantly characterized by retail business, for which the residual life is, therefore, essentially correlated with the average duration of the customer relationships; as well as for businesses of conventional thermal power generation (Generation and Trading). This method is also used for the renewable energy (Enel Green Power) businesses to take account of: (i) the value resulting from the remaining useful lives of the plants; and (ii) the residual value, in the event of plant decommissioning, associated with licensing rights, the competitiveness of the production facilities (in terms of natural resources), and network interconnectivity.

The nominal growth rate (g-rate) is equal to the long-term rate of growth in electricity and/or inflation (depending on the country and business involved).

Regarding the assumptions for commodity price developments, the scenarios adopted are consistent with current emissions reductions targets.

Note also that the Group has used sensitivity analysis to take account of the impacts of climate change in the long term. More specifically:

- we consider a perpetual long-term growth rate for cash flows after the explicit period that is in line with the change in electricity demand over the 2026-2050 period, based on the specific features of the businesses concerned, adopting certain assumptions concerning the increase in temperature due to climate change and trends connected with the energy transition;
- we consider changes in the hydroelectric, wind and photovoltaic generation levels of our Portfolio assets, associated with each projection of underlying climate and weather variables (for example, temperature, irradiance, wind speed and precipitation);
- we assume that the Group will incur the costs provisioned for decommissioning fossil fuel generation plants in line with the goal of zero direct (Scope 1) and indirect emissions from retail activities (Scope 3).

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main value drivers, in particular WACC and the long-term growth rate.
Even in these circumstances, results were consistent with the evidence described previously, finding that for all the CGUs analyzed, with the exception of those written down (Enel X North America and Enel X Way North America), the value in use exceeded the carrying amount, ensuring the full recoverability of the carrying amounts of those assets in the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023.

OUR ZERO-EMISSIONS AMBITION

Enel is committed to achieving zero emissions by 2040 and to developing a business model that is in line with the objectives of the Paris Agreement (COP 21) to limit the average increase in global temperatures to 1.5 °C. For this reason, the Group has developed a decarbonization roadmap that covers both direct and indirect emissions throughout the value chain. The roadmap includes four targets certified by the Science Based Targets initiative (SBTi) in December 2022 to be in line with the Net Zero Standard.

GHG TARGET	Intensity of Scope 1 GHG emissions related to power generation		
Primary business activity	Electricity generation		
Type of activity in value chain	Direct		
Stakeholders impacted or involved	• Customers and power consumers • Society and environment		
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[1]	95% of Scope 1 GHG emissions[2]		
Time frame	Short term (2025)	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	125 gCO_{2eq}/kWh	72 gCO_{2eq}/kWh	0 gCO_{2eq}/kWh Zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-66%	-80%	-100%
% reduction on 2023 (reporting year)	-22%	-55%	-100%
Climate scenario	1.5 °C[3]	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Gradual phase out of coal-fired capacity in 2024-2026, with planned closure of the Federico II and Torrevaldaliga Nord plants in Italy (with a total capacity of about 3.6 GW). • Invest €12.1 billion to accelerate the development of renewable energy by installing 13.4 GW of new renewables capacity (about 11.3 GW of which at the consolidated level) in 2024-2026, reaching 73 GW of renewables capacity (including BESS) by 2026. • Continue the process of decarbonizing electricity generation, with the proportion of renewables plants in the Enel asset portfolio reaching 78% in 2026, with zero-emissions generation amounting to 86% of the total, including consolidated and managed generation. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Continue the process of decarbonizing electricity generation, with Group investments raising the proportion of renewables plants in the asset portfolio to about 85% in 2030, with zero-emissions generation amounting to 90% of the total, including consolidated and managed generation. • Exit from coal-fired generation, which is expected to take place by 2027 globally. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Exit from the thermal electricity generation business, achieving a 100% renewable energy mix. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 340 gCO_{2eq}/kWh • About €5.9 billion invested in renewables in 2023. • New consolidated renewables capacity installed equal to 4 GW in 2023, bringing total consolidated capacity to 55.5 GW in 2023. • Increase in consolidated renewables generation equal to 13% on 2022, representing 61% of total consolidated generation in 2023. • Reduction of thermal capacity by about 5.1 GW on 2022, including the closure of two coal-fired plants (for a total of about 2 GW) and the sale of gas plants in Argentina (for a total of about 3 GW) and Colombia (for a total of about 0.2 GW). • Reduction of thermal generation by 38% on 2022 (specifically, with a 45% reduction in coal-fired generation), representing 27% of total generation in 2023.		

GHG TARGET	Intensity of Scope 1 and Scope 3 GHG emissions related to Integrated Power		
Primary business activity	Sale of electricity		
Type of activity in value chain	• Direct (electricity generation) • Upstream in value chain (purchase of electricity from other generators for sale to end users)		
Stakeholders impacted or involved	• Customers and power consumers • Electricity generators (peers) • Society and environment		
Sources of covered GHG (GHG Protocol[a])	• 96% of Scope 1 GHG emissions • 42% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 78% of Scope 3 GHG emissions – category 3)		
Time frame	Short term (2026)	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	139 gCO_{2eq}/kWh	73 gCO_{2eq}/kWh	0 gCO_{2eq}/kWh Zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-58%	-79%	-100%
% reduction on 2023 (reporting year)	-20%	-67%	-100%
Climate scenario	1.5 °C[b]	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Increase the percentage of renewable energy sold to customers, while increasing the Group's renewables production and optimizing customer portfolio, continuing supply and demand balancing strategy • In Europe, increase the share of fixed-price energy sales to end users covered by zero-emissions sources from about 65% in 2023 to more than 80% in 2026 • In Latin America, maintain 100% zero-emissions sales to end users (including through PPAs) • In North America, maintain 100% zero-emissions sales to end users • Continue the process of decarbonizing electricity generation, increasing zero-emissions generation from 75% in 2023 (including managed capacity) to 86% of total in 2026, including consolidated and managed capacity • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Continue the strategy of balancing supply and demand and increase the share of electricity sold at a fixed price covered by carbon-free generation • Continue the process of decarbonizing electricity generation, increasing zero-emissions generation to about 90% of the total in 2030 • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• By 2040, achieve 100% of electricity sales covered by renewables • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 268 gCO_{2eq}/kWh • 13% increase in Group consolidated renewables generation in 2023 on 2022 • 7% reduction in 2023 compared with 2022 in the gap between sale of electricity to end users and own generation in the countries in which the Group has an integrated position		

GHG TARGET	Scope 3 GHG emissions related to the sale of natural gas on end-user market		
Primary business activity	Sale of gas to end users		
Type of activity in value chain	- Downstream in value chain		
Stakeholders impacted or involved	- Gas customers - Society and environment		
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[a]	- 30% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 100% of Scope 3 GHG emissions – category 11)		
Time frame	Short term (2026)	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	20.0 $MtCO_{2eq}$	11.4 $MtCO_{2eq}$	0 $MtCO_{2eq}$ Zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-21%	-55%	-100%
% reduction on 2023 (reporting year)	-4%[b]	-32%	-100%
Climate scenario	n.a.[c]	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	- Encourage customers (especially residential customers) to switch from gas to electricity by promoting efficient electricity technologies (e.g., heat pumps for home heating or induction cooktops in kitchens), increasing annual unit electricity consumption of 'free-market B2C power customers (in Italy and Iberia) from 2.65 MWh in 2023 to about 2.9 MWh in 2026, thereby increasing the electrification rate of customers. - Allocate 32% of investment in grids in 2024-2026 to connections, partly with a view to enabling the expansion of distributed generation, thereby promoting the electrification of end users' energy consumption. The number of connections to distributed generation is forecast to double in the period, reaching 4 million in 2026. - Reduce the volumes of gas sold to customers to around 8.4 billion cubic meters in 2026. - No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	- Encourage customers (especially residential customers) to switch from gas to electricity by promoting efficient electricity technologies (e.g., heat pumps for home heating or induction cooktops in kitchens), increasing annual unit electricity consumption of 'free-market B2C power customers (in Italy and Iberia) to about 3.6 MWh in 2030, thereby increasing the electrification rate of customers. - Continue to invest in distribution grids, supporting the growth of distributed generation, thereby promoting the electrification of end users' energy consumption, reaching 6 million connections to distributed generation in 2030. - Optimize the customer gas portfolio (industrial customers in particular), continuing to reduce the volume of gas sold to about 5.3 billion cubic meters in 2030. - No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	- By 2040, achieve 100% of energy sales covered by renewables. - Exit retail gas sales business by 2040. - No use of carbon-removal technologies to achieve the target.
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 16.6 $MtCO_{2eq}$ - 6.2 million gas customers in 2023, down 5% on 2022. - Gas sales in 2023 equal to 6.3 billion cubic meters, down 19% on 2022. - 3.6 million new connections in 2023.		

GHG TARGET	Additional emissions Scopes 1-2-3	
Primary business activity	• Electricity distribution (Scopes 1 and 2) • Management of vehicle fleet, buildings and other assets (Scopes 1 and 2) • Management of supply chain (Scope 3) • Purchase of fuels (Scope 3)	
Type of activity in value chain	• Direct (electricity distribution and management of vehicle fleet, buildings and other Group assets) • Upstream in value chain (supply chain for products and services and fuel business)	
Stakeholders impacted or involved	• Customers and power consumers • Electricity generators (peers) • Suppliers of goods and services • Civil society • Shareholders • Society and environment	
Sources of covered GHG (GHG Protocol)[a]	• 0.5% of Scope 1 GHG emissions • 100% of Scope 2 GHG emissions • Target 2030[b]: 21% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 57% of Scope 3 emissions – category 1 and 22% of Scope 3 emissions – category 3) • Target 2040[b]: 18% of Scope 3 GHG emissions (corresponding to 35% of Scope 3 emissions – category 1 and 22% of Scope 3 emissions – category 3)	
Time frame	Medium term (2030)	Long term (2040)
GHG target	22.4 $MtCO_{2eq}$	~2.5 $MtCO_{2eq}$ Net zero emissions
% reduction on 2017 (SBTi baseline)	-55%	-90%
% reduction on 2023 (reporting year)	-12%	-63%
Climate scenario	1.5 °C (SBTi certified)	1.5 °C (SBTi certified)
Primary drivers and actions	• Invest a total of €28.6 billion in grids over the 2024-2026 period, of which 50% to improve grid resilience, quality and digitalization, thereby helping to reduce grid losses and related greenhouse gas emissions. Replace existing distribution grid infrastructure components with SF_6-free solutions. • Implement a circular procurement approach. Increase the number of contracts that include the measurement of the carbon footprint of the products and services purchased by Enel, encouraging its reduction in a collaborative decarbonization process with our suppliers. Strengthen dialogue with raw material producers and other utilities to define shared and effective long-term decarbonization strategies. • Phase out coal-fired generation by 2027, mitigating all GHG emissions related to coal supply. • No use of carbon-removal technologies to achieve the target.	• Promote grid digitalization and replace existing distribution grid infrastructure components with SF_6-free solutions. • Implement a circular procurement approach. Increase the number of contracts that include the measurement of the carbon footprint of the products and services purchased by Enel, encouraging its reduction in a collaborative decarbonization process with our suppliers. Strengthen dialogue with raw material producers and other utilities to define shared and effective long-term decarbonization strategies. • Eliminate emissions connected with gas extraction activities, as the Group has fully exited gas-fired generation and sale of gas to end users. • Neutralize the residual amount through carbon removal actions (purchase of certificates linked to nature-based or technology-based projects in voluntary carbon markets, in accordance with international standards) if complete mitigation of emissions is not feasible due to exogenous factors (technological, market or regulatory).
Results and main actions in 2023	KPI achievement in 2023: 11.9 $MtCO_{2eq}$ (for 2017-2030 target scope) and 13.5 $MtCO_{2eq}$ (for 2017-2040 target scope)[a] • €5.4 billion invested in the grid in 2023. • -43% reduction in coal burned in thermal generation plants. • -41% reduction in volume of gas burned in thermal generation plants compared with 2022 (due also to the sale of gas plants in Russia and Argentina), and -19% reduction in volume of gas sold to end users compared with 2022. • -5% reduction in electricity consumption in Group generation plants and buildings. • -24% reduction in emissions intensity (tCO_{2eq}/€mln) in supply chain in 2023 compared with 2022, reaching 684 tCO_{2eq}/€mn.	

TOTAL COVERAGE OF SCOPES 1-2-3 EMISSIONS IN 2023

- **95.5%** of Scope 1 GHG emissions (2026, 2030 and 2040 targets)
- **100%** of Scope 2 GHG emissions (2030 and 2040 targets)
- **87%** (2017-2030 target) and **90%** (2017-2040 target) of Scope 3 GHG emissions[6]

(1) Percentages based on total GHG emissions in 2023.
(2) Excludes marginal Scope 1 GHG emissions not directly related to the combustion of fossil fuels in electricity generation at thermal plants. These emissions also include the use of ancillary services in distribution operations. In particular, in 2023 there was an extraordinarily high use of these services in Brazil to deal with the meteorological emergency that occurred in São Paulo in November 2023, which caused the interruption of grid operations. In any event, 95.8% of Scope 1 and Scope 2 GHG emissions are covered by all of the above targets, greater than the 95% threshold required under the Science Based Targets initiative and the GHG Protocol.
(3) The target is in line with the path to 1.5 °C set by the SBTi for the electrical services industry (Sectoral Decarbonization Approach, or SDA), although it could not be officially validated because the SBTi does not certify targets over a time frame of less than five years from the presentation date.
(4) In 2023, gas sales decreased considerably compared with previous years. Furthermore, a methodological change in the use of conversion factors has been implemented. These two factors produced a value below the target expected for 2026.
(5) The target could not be officially validated because the SBTi does not certify targets over a time frame of less than five years from the presentation date. In addition, the SBTi has not defined a sectoral decarbonization approach for these types of emissions, so the ambition level cannot be verified.
(6) Two different percentage limits have been set for the target for Scope 3 GHG emissions by the supply chain, as allowed under the SBTi approach, which required coverage of at least 67% of Scope 3 emissions for the 2030 target, and at least 90% for the 2040 target.

The table below reports the composition of the main goodwill values for the companies to which the CGU belongs, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

Millions of euro	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2022				
Iberian Peninsula	8,785	2.19%	8.23%	3 years	Perpetuity/22 years EGP/12 years G&T/15 years MKT	8,785	2.47%	6.10%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/13 years G&T
Chile	1,101	2.07%	9.57%	3 years	Perpetuity/28 years EGP/5 years G&T	1,148	2.00%	8.45%	3 years	Perpetuity/26 years EGP/5 years G&T
Argentina	20	17.57%	41.90%	3 years	Perpetuity	21	45.70%	71.78%	3 years	Perpetuity
Peru	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	571	2.25%	8.75%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/8 years G&T
Colombia	526	3.50%	14.25%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/14 years G&T	518	3.20%	11.79%	3 years	Perpetuity/26 years EGP/15 years G&T
Brazil	1,357	3.86%	12.31%	3 years	Perpetuity/24 years EGP	1,313	3.58%	11.22%	3 years	Perpetuity/25 years EGP
Central America	26	2.10%	10.92%	3 years	17 years	26	2.02%	9.66%	3 years	18 years
Enel Green Power North America	69	2.10%	8.27%	3 years	24 years	70	2.02%	6.48%	3 years	25 years
Enel X North America	81	2.10%	11.75%	3 years	Perpetuity	142	2.02%	9.71%	3 years	Perpetuity
Enel X Way North America	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	70	2.02%	11.53%	3 years	Perpetuity
Enel X Asia Pacific	84	2.10%	13.27%	3 years	Perpetuity	84	2.02%	10.39%	3 years	Perpetuity
Enel X Rest of Europe	43	2.10%	11.45%	3 years	Perpetuity	43	1.62%	8.82%	3 years	Perpetuity
Enel Green Power Italy	21	2.10%	8.66%	3 years	Perpetuity/26 years	21	1.62%	6.39%	3 years	Perpetuity/24 years
Market Italy	581	1.93%	11.31%	3 years	15 years	581	2.38%	10.69%	3 years	15 years
Enel Produzione Italy	349	2.06%	9.07%	3 years	Perpetuity/14 years	349	1.64%	7.70%	3 years	Perpetuity/15 years
Romania	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
CGUs with no recognized goodwill but that underwent impairment testing given the presence of the indicators provided for in IAS 36										
Iberia - NPT (Non-Peninsular Territories)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Australia	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Mexico	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column (G&T = Generation & Trading, EGP = Enel Green Power, MKT = End-user Market).

773/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

25. Deferred tax assets and liabilities – *€9,218 million and €8,217 million*

The following tables detail changes in deferred tax assets and liabilities by type of timing difference and calculated based on the tax rates established by applicable regulations, as well as the amount of deferred tax assets offsettable, where permitted, with deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2023
Deferred tax assets:								
- differences in the carrying amount of intangible assets, property, plant and equipment	2,313	(79)	-	-	-	65	(30)	2,269
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,956	(68)	-	-	6	33	(2)	1,925
- tax loss carried forward	786	(39)	-	-	(12)	11	-	746
- measurement of financial instruments	2,914	1	(1,521)	-	(2)	(70)	-	1,322
- employee benefits	798	(25)	66	-	22	3	(1)	863
- other items[1]	2,408	32	11	1	(148)	(98)	(113)	2,093
Total	**11,175**	**(178)**	**(1,444)**	**1**	**(134)**	**(56)**	**(146)**	**9,218**
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	5,719	17	-	1	(490)	306	(515)	5,038
- measurement of financial instruments	1,506	(3)	(473)	-	(3)	(69)	(1)	957
- other items[1]	2,569	(200)	(5)	-	(27)	(68)	(47)	2,222
Total	**9,794**	**(186)**	**(478)**	**1**	**(520)**	**169**	**(563)**	**8,217**

Non-offsettable deferred tax assets	**5,221**
Non-offsettable deferred tax liabilities	**3,347**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting	**873**

(1) The figures at December 31, 2022 for deferred tax assets and liabilities have been adjusted in the amount of €250 million and €252 million respectively to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Deferred tax assets recognized at December 31, 2023, as the recovery of such assets is considered reasonably certain, totaled €9,218 million (€11,175 million at December 31, 2022).

Deferred tax assets decreased by €1,957 million during the year, essentially due to:

- a decrease in deferred tax assets connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives;
- the impact of exchange rate differences in Latin America, in particular in Argentina;
- the reversal of the portion of deferred tax assets no longer considered recoverable in the United States and Mexico;
- the reclassification to assets held for sale of generation and distribution assets in Peru.

Note that deferred tax assets have not been assessed on tax losses carried forward for the year (€1,480 million) in the amount of €453 million, as their recoverability is not considered probable based on current estimates of future taxable income.

Deferred tax liabilities amounted to €8,217 million at December 31, 2023 (€9,794 million at December 31, 2022). They essentially include the determination of the tax effects of the adjustments to assets acquired as part of the final allocation of the cost of acquisitions made in the various years and the deferred taxation in respect of the differences between depreciation charged for tax purposes, including accelerated depreciation, and depreciation based on the estimated useful lives of assets.

Deferred tax liabilities decreased by a total of €1,577 million, due in particular to:

- the decrease in deferred tax liabilities connected with developments in the fair value of cash flow hedge derivatives;
- the impact of exchange rate differences in Latin America, in particular in Argentina;
- the reversal of deferred tax liabilities connected with impairment losses on renewable generation plants in the United States;
- the reclassification of deferred tax liabilities relating to companies held for sale in Peru.

26. Equity-accounted investments – *€1,650 million*

The following table shows changes in the main investments in joint ventures and associated companies accounted for using the equity method.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	% held	Impact on profit or loss	Change in the consolidation scope	Dividends	Reclassification to discontinued operations	Reclassifications from/to assets held for sale	Impairment	Other changes	at Dec. 31, 2023	% held
Joint ventures											
Gridspertise Srl	299	50.0%	9	-	-	-	-	-	(2)	306	50.0%
Mooney Group SpA	219	50.0%	(35)	-	-	-	-	-	1	185	50.0%
Slovak Power Holding	90	50.0%	-	-	-	-	-	-	99	189	50.0%
Enel Green Power Australia	-		(7)	142	-	-	-	-	13	148	50.0%
Enel Green Power Hellas	-		(1)	246	-	-	-	-	-	245	50.0%
Matimba project companies	108	50.0%	(1)	(15)	-	-	-	-	(17)	75	50.0%
Kino project companies	16	20.0%	(13)	-	-	-	-	-	(2)	1	20.0%
Ewiva Srl	20	50.0%	(3)	-	-	-	-	-	22	39	50.0%
Drift Sand Wind Project	45	50.0%	1	-	-	-	-	-	(1)	45	50.0%
Front Marítim del Besós	31	61.4%	(2)	-	-	-	-	-	1	30	61.4%
Elecgas SA	30	50.0%	6	-	(13)	-	-	-	(2)	21	50.0%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43.8%	-	-	-	-	-	-	-	5	43.8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	9	33.5%	3	-	(3)	-	-	-	(1)	8	33.5%
Energie Electrique de Tahaddart	11	32.0%	3	-	(2)	-	-	-	(4)	8	32.0%
Rusenergosbyt	91	49.5%	58	-	-	(115)	-	-	(34)	-	
PowerCrop	14	50.0%	(6)	-	-	-	-	-	-	8	50.0%
Total joint ventures	**988**		**12**	**373**	**(18)**	**(115)**	**-**	**-**	**73**	**1,313**	

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	% held	Impact on profit or loss	Change in the consolidation scope	Dividends	Reclassification to discontinued operations	Reclassifications from/to assets held for sale	Impairment	Other changes	at Dec. 31, 2023	% held
Associates											
CESI	58	42.7%	(2)	-	-	-	-	-	-	56	42.7%
GNL Chile SA	14	33.3%	7	-	-	-	-	-	(1)	20	33.3%
Energías Especiales del Bierzo	12	50.0%	1	-	(2)	-	-	-	(1)	10	50.0%
Gorona del Viento El Hierro SA	13	23.2%	(6)	-	-	-	-	-	-	7	23.2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37.5%	1	-	(1)	-	-	-	-	7	37.5%
Sociedad Eólica El Puntal	4	50.0%	1	-	(2)	-	-	-	2	5	50.0%
Renovables Broales 400 kV	-		-	-	-	-	-	-	5	5	64.2%
Cogenio Iberia	5	20.0%	-	-	-	-	-	-	1	6	20.0%
Cogenio Srl	9	20.0%	-	-	-	-	-	-	(1)	8	20.0%
Avikiran Solar India	-		(1)	29	-	-	-	-	(1)	27	51.0%
Avikiran Surya India	27	51.1%	(1)	-	-	-	-	-	(2)	24	51.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	77	10.0%	2	-	-	-	-	-	(15)	64	10.0%
Rocky Caney Holding	22	10.0%	2	-	-	-	-	-	(4)	20	10.0%
Other minor	45		(57)	8	(2)	-	(1)	-	85	78	
Total associates	**293**		**(53)**	**37**	**(7)**	**-**	**(1)**	**-**	**68**	**337**	
TOTAL	**1,281**		**(41)**	**410**	**(25)**	**(115)**	**(1)**	**-**	**141**	**1,650**	

776/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The increase in equity accounted investments in 2023 mainly reflected:

- changes in the consolidation scope, mainly regarding:
  - the recognition of the interest in the joint ventures of Enel Green Power Australia (€142 million), following the sale, to INPEX Corporation, of a 50% stake in those companies, previously wholly owned and classified as held for sale;
  - the recognition of the interest in the joint venture Enel Green Power Hellas (€246 million), following the sale, to Macquarie Asset Management, of a 50% stake in the company, previously controlled by the Enel Group;
  - the recognition of the interest in the associate Avikiran Solar India Private Limited (€ 29 million) following the sale to Norfund of 49% of the company, with loss of control;
  - the recognition of the negative price adjustment of the investment in the joint venture holding the companies of the Matimba project (€15 million);
- the recognition of the Group's share in changes in the OCI reserves (€98 million) mainly in respect of Slovak Power Holding and attributable to developments in the fair value of cash flow hedge derivatives of the company.

These positive effects were mainly offset by the reclassification under discontinued operations of the entire investment in Rusenergosbyt (€115 million), which was then sold in 2023, as well as dividends distributed in the year in the amount of €25 million, mainly by Spanish companies, and adverse exchange rate developments.

The following tables provide a summary of financial information for the main joint ventures and associates of the Group not classified as held for sale in accordance with IFRS 5.

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Joint ventures														
Gridspertise Srl	170	94	132	192	302	286	49	9	158	198	207	207	95	79
Mooney Group SpA	894	880	487	449	1,381	1,329	1,134	1,086	649	575	1,783	1,661	(402)	(332)
Slovak Power Holding	12,468	12,376	1,470	1,444	13,938	13,820	7,843	4,950	1,393	6,620	9,236	11,570	4,702	2,250
Enel Green Power Australia	428	-	73	-	501	-	315	-	21	-	336	-	165	-
Enel Green Power Hellas	687	-	109	-	796	-	672	-	166	-	838	-	(42)	-
Matimba project companies	1,583	1,759	320	348	1,903	2,107	1,599	1,763	113	93	1,712	1,856	191	251
Ewiva Srl	40	40	39	-	79	40	-	-	-	-	-	-	79	40
Associates														
CESI	179	191	13	25	192	216	20	24	73	90	93	114	99	102
Avikiran Solar India	148	-	6	-	154	-	87	-	14	-	101	-	53	-
Avikiran Surya India	200	207	63	30	263	237	112	117	48	9	160	126	103	111

Millions of euro	Total revenue		Pre-tax profit/(loss)		Profit/(Loss) from continuing operations	
	2023	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Joint ventures						
Gridspertise Srl	418	334	23	12	17	8
Mooney Group SpA	435	224	(70)	(33)	(70)	(33)
Slovak Power Holding	5,129	5,184	856	(320)	598	(223)
Enel Green Power Australia	37	-	(28)	-	(28)	-
Enel Green Power Hellas	127	-	25	-	17	-
Matimba project companies	148	114	(8)	(39)	(2)	(24)
Ewiva Srl	-	-	(6)	(4)	(6)	(4)
Associates						
CESI	164	155	(5)	(4)	(5)	(1)
Avikiran Solar India	15	-	(6)	-	(6)	-
Avikiran Surya India	18	9	(3)	1	(3)	1

778/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

27. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Derivative financial assets	2,383	3,970	6,407	14,830
Derivative financial liabilities	3,373	5,895	6,461	16,141

For more information on derivatives qualifying has hedging instruments and measured at FVTPL, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

28. Current/Non-current contract assets/(liabilities)

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Contract assets	444	508	212	106
Contract liabilities	5,743	5,747	2,126	1,775

Non-current assets deriving from contracts with customers (contract assets) refer mainly to assets with long-term utility under construction in respect of public-to-private service concession arrangements recognized in accordance with IFRIC 12 (€425 million). These cases arise when the concession holder has not yet obtained full right to recognize the asset from the grantor, in that there remains a contractual obligation to ensure that the asset is completed and can be remunerated through rates. The figure at December 31, 2023 includes investments for the year in the amount of €795 million.

Current contract assets mainly concern construction contracts in progress (€167 million) to be invoiced, payments on which are subject to the fulfillment of a performance obligation.

The value at December 31, 2023 of non-current contract liabilities is mainly attributable to distribution operations in Italy (€3,014 million) and Spain (€2,729 million) as a result of the accounting treatment of revenue from connections of new customers, which are deferred over the average duration of the associated contracts.

Current contract liabilities include the contractual liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €1,628 million mainly recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction contracts in progress (€453 million).

As required under IFRS 15, the following table reports the reversal to profit or loss of contract liabilities by time band.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Within 1 year	2,126	1,775
Within 2 years	568	516
Within 3 years	567	517
Within 4 years	565	516
Within 5 years	564	515
More than 5 years	3,479	3,683
Total	**7,869**	**7,522**

29. Other non-current financial assets – *€8,750 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	346	366	(20)	-5.5%
Other non-current financial assets included in net financial debt (see note 29.1)	3,837	4,213	(376)	-8.9%
Service concession arrangements	4,391	3,732	659	17.7%
Financial assets in respect of joint development agreements (JDA)	133	-	133	-
Non-current financial prepayments	43	48	(5)	-10.4%
Total	**8,750**	**8,359**	**391**	**4.7%**

"Other non-current financial assets" increased by €391 million reflecting:

- the increase in financial assets in respect of service concession arrangements, mainly in Brazil;
- the recognition of financial assets in respect of joint development agreements (JDA) in relation to amounts paid by a number of the Group's Italian renewables companies to developers for the development of renewable generation projects; in 2022 those assets were recognized under other non-current assets in the amount of €100 million.

These positive effects were partly offset mainly by the decrease in other non-current financial assets included in net financial debt, as specified in note 29.1, and the decrease in equity investments in other companies following the disposal of the investment in Athonet Srl and the reduction in the value of the investments in Termoeléctrica José de San Martín SA and Termoeléctrica Manuel Belgrano SA.

The following is a breakdown of equity investments in other companies measured at fair value.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	% held	at Dec. 31, 2022	% held	Change
Empresa Propietaria de la Red SA	8	11.1%	7	11.1%	1
European Energy Exchange AG	22	2.4%	22	2.4%	-
Athonet Srl	-	-	7	16.0%	(7)
Korea Line Corporation	1	0.3%	1	0.3%	-
Hubject GmbH	11	12.5%	11	12.5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	3	5.6%	11	24.7%	(8)
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	2	6.2%	9	8.6%	(7)
Zacapa Topco Sarl	287	19.5%	288	19.5%	(1)
Other	12		10		2
Total	**346**		**366**		**(20)**

29.1 Other non-current financial assets included in net financial debt – *€3,837 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Securities	505	447	58	13.0%
Other financial assets	3,332	3,766	(434)	-11.5%
Total	**3,837**	**4,213**	**(376)**	**-8.9%**

"Securities" at FVOCI are represented by financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity.

The decrease in "other financial assets" is mainly attributable to a decrease in financial assets for security deposits (€634 million), mainly in the Endesa Group, partly offset in particular by the increase in financial assets relating to the deficit of the Spanish electricity system (€85 million) and medium- and long-term financial assets (€79 million), mainly in Enel Finance International and Enel Américas.

30. Other current financial assets – *€4,329 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Current financial assets included in net financial debt (see note 30.1)	4,148	13,501	(9,353)	-69.3%
Other	181	252	(71)	-28.2%
Total	**4,329**	**13,753**	**(9,424)**	**-68.5%**

"Other current financial assets" decreased by €9,424 million, mainly reflecting the decrease in current financial assets included in net financial debt, as detailed in note 30.1, and the decrease in accrued financial income.

30.1 Other current financial assets included in net financial debt – *€4,148 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Current portion of long-term financial assets	1,007	2,838	(1,831)	-64.5%
Securities at FVOCI	81	78	3	3.8%
Cash collateral and other financial assets in respect of derivatives transactions	2,899	8,319	(5,420)	-65.2%
Other	161	2,266	(2,105)	-92.9%
Total	**4,148**	**13,501**	**(9,353)**	**-69.3%**

The change in the item is mainly attributable to:

- €5,420 million in respect of a decrease in cash collateral paid to counterparties for derivatives transactions;
- a decrease in "other", mainly reflecting the decrease in financial assets of:
  - Enel Brasil (€1,212 million), mainly in respect of the recognition in 2022 of the receivables connected to the sale of Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás);
  - Enel X Italia (€581 million), mainly reflecting the collection of financial assets in respect of the assignment of tax credits for building renovations under the "eco-sisma bonus" program in 2022;
- the decrease in the current portion of long-term financial assets (€1,831 million), mainly due to a decrease in financial assets relating to the deficit of the Spanish electricity system.

31. Other non-current assets – *€2,249 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Amounts due from institutional market operators	331	282	49	17.4%
Net assets of personnel programs	42	8	34	-
Tax assets > 12 months	1,487	1,674	(187)	-11.2%
Operating security deposits >12 months	306	301	5	1.7%
Other	83	221	(138)	-62.4%
Total	**2,249**	**2,486**	**(237)**	**-9.5%**

Amounts due from institutional market operators increased by €49 million on 2022, mainly in Spain in respect of distribution activities.

Tax assets decreased by €187 million, mainly in Brazil in connection with the PIS/COFINS tax dispute (€338 million), partly offset by an increase in tax assets in Italy and Chile.

32. Other current assets – *€4,099 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Amounts due from institutional market operators	1,161	1,033	128	12.4%
Advances to suppliers	311	332	(21)	-6.3%
Amounts due from employees	28	30	(2)	-6.7%
Non-monetary grants to be received for environmental certificates	24	16	8	50.0%
Amounts due from others	1,068	1,040	28	2.7%
Sundry tax assets	1,311	1,598	(287)	-18.0%
Current accrued income and prepayments	196	265	(69)	-26.0%
Total	**4,099**	**4,314**	**(215)**	**-5.0%**

Amounts due from institutional market operators mainly include amounts due in respect of the Italian system in the amount of €700 million (€617 million at December 31, 2022) and the Spanish system in the amount of €422 million (€388 million at December 31, 2022).

The increase was essentially attributable to the increase in amounts receivable in Italy in respect of the Energy and Environmental Services Fund, mainly held by e-distribuzione (€390 million) and Servizio Elettrico Nazionale (€252 million), primarily connected with equalization mechanisms.

The decrease of €287 million in sundry tax assets is mainly attributable to a decrease in credits for indirect taxes and duties recognized by the Parent Company Enel SpA (€274 million) in Italy (€18 million) and Latin America (€108 million), partially offset by an increase in such items in Spain (€146 million) and North America (€58 million).

33. Inventories – *€4,290 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Raw and ancillary materials, and consumables:				
- fuels	1,598	2,396	(798)	-33.3%
- materials, equipment and other inventories	2,000	2,137	(137)	-6.4%
Total	**3,598**	**4,533**	**(935)**	**-20.6%**
Environmental certificates:				
- CO_2 emissions allowances	514	152	362	-
- guarantees of origin	39	18	21	-
- energy efficiency certificates	-	6	(6)	-
- other environmental certificates	6	-	6	
Total	**559**	**176**	**383**	-
Buildings held for sale	45	47	(2)	-4.3%
Payments on account	88	97	(9)	-9.3%
TOTAL	**4,290**	**4,853**	**(563)**	**-11.6%**

Raw and ancillary materials, and consumables consist of materials and equipment used to operate, maintain, and construct power plants and distribution networks, as well as fuel inventories to cover the Group's requirements for generation and trading activities.
The overall decrease in inventories in 2023 (€563 million) is mainly attributable to a decrease in inventories of fuel and materials, devices and other inventories recorded in Italy (€537 million, of which €166 million in respect of write-downs of coal and other materials), Spain (€363 million) and Latin America (€35 million), notably gas inventories to meet the needs of the Group, partially offset by the increase in CO_2 emissions allowances in Italy.

34. Trade receivables – *€17,773 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Customers:				
- electricity sales and transport	11,133	10,216	917	9.0%
- distribution and sale of gas	2,811	3,026	(215)	-7.1%
- other assets	3,646	3,118	528	16.9%
Total trade receivables due from customers	**17,590**	**16,360**	**1,230**	**7.5%**
Trade receivables due from associates and joint ventures	183	245	(62)	-25.3%
TOTAL	**17,773**	**16,605**	**1,168**	**7.0%**

Trade receivables due from customers are recognized net of loss allowances, which totaled €3,775 million at the end of the year, compared with a balance of €3,783 million at the end of the previous year.
Specifically, the increase in 2023, totaling €1,168 million, is attributable to an increase in receivables for electricity sale and transport recognized in the year.
The change was mainly recognized in Italy (€1,810 million), partially offset by the decrease recognized in Spain (€230 million) and Latin America (€231 million).
For more information on trade receivables, please see note 48 "Financial instruments by category".

35. Cash and cash equivalents – *€6,801 million*

Cash and cash equivalents, detailed in the following table, decreased by €4,240 million, mainly in Italy and North America, partially offset by an increase in Spain.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Bank and postal deposits	4,664	8,968	(4,304)	-48.0%
Cash and cash equivalents on hand	23	35	(12)	-34.3%
Other investments of liquidity	2,114	2,038	76	3.7%
Total	**6,801**	**11,041**	**(4,240)**	**-38.4%**

36. Assets and liabilities included in disposal groups classified as held for sale – *€5,919 million and €2,316 million*

Changes in assets held for sale in 2023 break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and change in the consolidation scope	Impairment	Exchange differences	Investments	Other changes	at Dec. 31, 2023
Property, plant and equipment	3,304	3,574	(3,440)	(263)	(59)	820	(228)	3,708
Intangible assets	334	719	(328)	16	(14)	29	(41)	715
Goodwill	-	616	(46)	(1)	3	-	-	572
Deferred tax assets[1]	217	146	(88)	-	(56)	-	(23)	196
Equity-accounted investments	27	116	(142)	-	-	-	-	1
Other non-current assets[2]	50	37	(222)	-	-	-	170	35
Non-current financial assets and securities[2]	75	-	(29)	-	(45)	-	(1)	-
Non-current financial assets	138	-	(85)	-	(3)	-	(50)	-
Current financial assets and securities	43	1	(20)	-	(32)	-	9	1
Other current financial assets	9	2	(11)	-	-	-	-	-
Cash and cash equivalents	425	259	(320)	-	(40)	-	(63)	261
Inventories, trade receivables and other current assets	1,533	351	(1,479)	-	29	-	(4)	430
Total [1]	**6,155**	**5,821**	**(6,210)**	**(248)**	**(217)**	**849**	**(231)**	**5,919**

(1) The figures at December 31, 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".
(2) At December 31, 2022, "Other non-current assets" included the "Non-current financial assets and securities" reported separately in the table above.

Developments in liabilities break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	Reclassification from/to current and non-current liabilities	Disposals and change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	at Dec. 31, 2023
Long-term borrowings	775	663	(908)	(49)	249	730
Provisions for risks and charges, non-current portion	33	33	(34)	-	4	36
Deferred tax liabilities[1]	246	563	(192)	(70)	(42)	505
Post-employment and other employee benefits	23	4	(22)	(3)	3	5
Non-current financial liabilities	69	-	(80)	(2)	23	10
Non-current contract liabilities	442	-	(453)	-	11	-
Other non-current liabilities	179	19	(149)	(8)	13	54
Short-term borrowings	642	217	(189)	(10)	(384)	276
Long-term borrowings, current portion	18	100	(9)	(5)	41	145
Provisions for risks and charges, current portion	33	10	(64)	(2)	32	9
Other current financial liabilities	12	8	(17)	-	6	9
Trade payables and other current liabilities	894	385	(705)	11	(48)	537
Total[1]	**3,366**	**2,002**	**(2,822)**	**(138)**	**(92)**	**2,316**

(1) The figures at December 31, 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

The item essentially includes assets measured at the lower of cost, understood as their net carrying amount, and the estimated realizable value, which, due to management decisions, meet the requirements of "IFRS 5 - Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations" for their classification in this item.

The balances of assets held for sale and associated liabilities at December 31, 2023 came to, respectively, €5,919 million and €2,316 million and mainly refer to:

- 3SUN in Italy: on the basis of the negotiations finalized to the disposal of a 50% stake in the social capital of 3SUN Srl, its net assets have been reclassified as "Non-current assets held for sale and discontinued operations", in line with IFRS 5;
- North America: assets relating to a renewable portfolio in the United States including about 150 MW of operational geothermal and solar plants;
- Peru: the electricity distribution and supply assets held by Enel Distribución Perú SAA, the advanced energy services assets of Enel X Perú SAC and the generation assets held by Enel Generación Perú, Compañía Energética Veracruz and Enel Generación Piura as, on the basis of the negotiations in place, the requirements set by IFRS 5 have been met;
- Colombia: the Windpeshi wind farm under construction, which based on negotiations under way satisfies the requirements of IFRS 5.

Assets previously classified as held for sale disposed of in 2023 include:

- in the 1st Half of 2023, Enel Generación Costanera, Inversora Dock Sud and Central Dock Sud generation companies were sold in Argentina; Enel Green Power India relinquished control of the net assets held through Avikiran Solar India Private Limited while maintaining a residual interest in the company of 51% of the paid-up share capital;
- in the 3rd Quarter of 2023, the subsidiary Enel Green Power SpA sold 50% of the two companies holding all of the Group renewable assets in Australia, specifically Enel Green Power Australia (Pty) Ltd and Enel Green Power Australia Trust, to INPEX Corporation;
- during the 4th Quarter of 2023, the Enel Group completed through the subsidiary Endesa Generación SAU the sale of the entire stake held in Tecnatom SA.

For more information on the financial effects of the above transactions, please see note 9 "Main acquisitions and disposals during the year".

Several assets previously classified as discontinued operations were disposed of in 2023. In particular, in the 4th Quarter the Group completed the sale of all the stakes held in Romania. Finally, the sale of a 50% stake in Enel Green Power Hellas was finalized. For more information on the financial effects of the above transactions, please see note 7 "Discontinued operations" and note 9 "Main acquisitions and disposals during the year".

37. Equity – *€45,109 million*

37.1 Equity attributable to owners of the Parent – *€31,755 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Share capital	**10,167**	**10,167**	**-**
Treasury share reserve	**(59)**	**(47)**	**(12)**
Other reserves	**6,551**	**2,740**	**3,811**
Share premium reserve	7,496	7,496	-
Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	6,553	5,567	986
Legal reserve	2,034	2,034	-
Other reserves	2,341	2,332	9
Translation reserve	(5,289)	(5,912)	623
Hedging reserve	(1,393)	(3,553)	2,160
Hedging costs reserve	(38)	(81)	43
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	10	(22)	32
Reserve from equity-accounted investments	(375)	(476)	101
Actuarial reserve	(1,185)	(1,063)	(122)
Reserve from disposal of equity interests without loss of control	(2,390)	(2,390)	-
Reserve from acquisitions of non-controlling interests	(1,213)	(1,192)	(21)
Retained earnings(1)	**15,096**	**15,795**	**(699)**
Equity attributable to owners of the Parent(1)	**31,755**	**28,655**	**3,100**

(1) The figures for 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2023 the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each. Enel SpA's share capital was unchanged compared with the amount reported at December 31, 2022.

At December 31, 2023, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Parent pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Parent's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.023% stake held for asset management purposes).

Treasury share reserve – *€(59) million*

At December 31, 2023, treasury shares are represented by 9,262,330 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (7,153,795 at December 31, 2022), purchased through an authorized intermediary for a total of €59 million.

Other reserves – *€6,551 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

Pursuant to Article 2431 of the Italian Civil Code, the share premium reserve contains, in the case of the issue of shares at a price above par, the difference between the issue price of the shares and their par value, including those resulting from conversion from bonds. The reserve, which is a capital reserve, may not be distributed until the legal reserve has reached the threshold established under Article 2430 of the Italian Civil Code.

Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds – *€6,553 million*

This reserve reports the nominal value, net of transaction costs, of the non-convertible subordinated perpetual hybrid bonds denominated in euros for international investors.

The change of €986 million in the reserve reflects the issue of new bonds in the amount of €1,738 million, net of transaction costs, partly offset by the repurchase and subsequent cancellation of previous bonds in the amount of €752 million, including transaction costs.

In 2023, coupons of €182 million were paid to holders of perpetual hybrid bonds.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve is formed as allocation of part of the net income that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves – *€2,341 million*

These include €2,215 million related to the remaining portion of the value adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.
Pursuant to Article 47 of the Uniform Income Tax Code, this amount does not constitute taxable income when distributed.

Translation reserve – *€(5,289) million*

The increase of €623 million in the period was mainly due to the change in the consolidation scope connected with stakes held in Romania, Inversora Dock Sud and Central Dock Sud and Enel Generación Costanera, as well as the net depreciation of the functional currencies used by foreign subsidiaries, mainly in Chile and the United States, against the euro (presentation currency of the Parent).

Hedging reserve – *€(1,393) million*

This includes the net expense recognized in equity from the measurement of hedging derivatives. The change in the period is mainly attributable to developments in commodity prices.

Hedging costs reserve – *€(38) million*

In application of IFRS 9, this reserve includes the fair value gains and losses on currency basis points and forward points. The change in 2023 is mainly attributable to developments in commodity prices.

Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI – *€10 million*

This includes net unrealized fair value losses on financial assets.

Reserve from equity-accounted investments – *€(375) million*

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of equity-accounted investees. The change in 2023 is mainly attributable to the change in the hedging reserve of Slovak Power Holding.

Actuarial reserve – *€(1,185) million*

This reserve includes actuarial gains and losses in respect of employee benefit liabilities, net of tax effects.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control – *€(2,390) million*

This item mainly reports:

- the gain posted on the public offering of Enel Green Power shares, net of expenses associated with the disposal and the related taxation;
- the sale of non-controlling interests recognized as a result of the Enersis (now Enel Américas and Enel Chile) capital increase;
- the capital loss, net of expenses associated with the disposal and the related taxation, from the public offering of 21.92% of Endesa;
- the disposal to third parties of the non-controlling interest in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- the effects of the merger into Enel Américas of Endesa Américas and Chilectra Américas;
- the effects of the disposal of a 49% stake held by Enel Green Power Canada in Pincher Creek LP and Riverview LP.

Reserve from acquisitions of non-controlling interests – *€(1,213) million*

This reserve mainly includes the surplus of acquisition prices with respect to the carrying amount of the equity acquired following the acquisition from third parties of further interests in companies already controlled in Latin America.

The change for the year (-€21 million) mainly reflects the effects of the merger of Enel Green Power Perú, Energética Monzón and Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos (merged entities) into Enel Generación Perú (acquiring entity), changing the interest held by the Group in those companies.

Retained earnings – *€15,096 million*

This reserve reports earnings from previous years that have not been distributed or allocated to other reserves.

The table below shows the changes in gains and losses recognized directly in other comprehensive income, including non-controlling interests, with specific reporting of the related tax effects.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			Changes						at Dec. 31, 2023		
	Total	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	Gains/(Losses) recognized in equity during the year	Released to profit or loss	Taxes	**Total**	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	**Total**	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*
Translation reserve	**(10,900)**	*(5,424)*	*(5,476)*	(504)	-	-	**(504)**	*(415)*	*(89)*	**(11,404)**	*(5,839)*	*(5,565)*
Hedging reserve	**(4,656)**	*(3,573)*	*(1,083)*	1,146	2,512	(947)	**2,711**	*2,111*	*600*	**(1,945)**	*(1,462)*	*(483)*
Hedging costs reserve	**(111)**	*(91)*	*(20)*	75	(16)	(10)	**49**	*43*	*6*	**(62)**	*(48)*	*(14)*
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	**(33)**	*(32)*	*(1)*	12	-	(1)	**11**	*15*	*(4)*	**(22)**	*(17)*	*(5)*
Share of OCI of equity-accounted associates	**(586)**	*(601)*	*15*	92	-	6	**98**	*97*	*1*	**(488)**	*(504)*	*16*
Reserve from measurement of equity investments in other companies	**(19)**	*(19)*	-	3	-	-	**3**	*3*	-	**(16)**	*(16)*	-
Actuarial reserve	**(1,474)**	*(1,016)*	*(458)*	(217)	-	66	**(151)**	*(120)*	*(31)*	**(1,625)**	*(1,136)*	*(489)*
Total gains/(losses) recognized in equity	**(17,779)**	***(10,756)***	***(7,023)***	**607**	**2,496**	**(886)**	**2,217**	***1,734***	***483***	**(15,562)**	***(9,022)***	***(6,540)***

791/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

37.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends distributed in 2022		
Dividends for 2021	3,861	0.38
Interim dividends for 2022[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2022	**3,861**	**0.38**
Dividends distributed in 2023		-
Dividends for 2022	4,064	0.40
Interim dividends for 2023 [2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2023	**4,064**	**0.40**

(1) Approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (interim dividend of €0.20 per share for a total of €2,033 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024 (interim dividend of €0.215 per share for a total of €2,186 million).

Dividends distributed are shown net of amounts due to treasury shares at the respective "record dates". These shares were waived for collection and allocated to "retained earnings".

The dividend for 2023, is equal to €0.43 per share, for a total of €4,372 million (of which €0.215 per share for a total of €2,186 million already paid as an interim dividend). It will be proposed to the Shareholders' Meeting of May 23, 2024 at single call.

These consolidated financial statements do not take account of the effects of the distribution to shareholders of the dividend for 2023, except for the liability in respect of shareholders for the interim dividend for 2023, which was approved by the Board of Directors on November 7, 2023 for a potential maximum of €2,186 million, and paid as from January 24, 2024 net of the portion pertaining to the 10,085,106 treasury shares held as at the record date of January 23, 2024.

In 2023 the Group also paid €182 million in coupons to holders of perpetual hybrid bonds.

Capital management

The Group's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Group seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Group manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2023.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2023 and 2022 is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Non-current financial debt	61,093	68,191	(7,098)
Net current financial position	2,907	(3,315)	6,222
Non-current financial assets and long-term securities	(3,837)	(4,213)	376
Net financial debt[1]	**60,163**	**60,663**	**(500)**
Equity attributable to owners of the Parent	31,755	28,655	3,100
Non-controlling interests	13,354	13,425	(71)
Equity[2]	**45,109**	**42,080**	**3,029**
Debt/equity ratio	**1.33**	**1.44**	**(0.11)**

(1) In order to facilitate analysis of developments in Group net financial debt, thereby ensuring greater comparability over time, management has decided to exclude the fair value of the cash flow hedge and fair value hedge derivatives used to hedge the exchange rate risk on loans. Accordingly, in order to improve the comparability of the figures, it was necessary to recalculate net financial debt at December 31, 2022.

(2) The figures for 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

The decrease in the debt/equity ratio, which measures financial leverage, is essentially attributable to the increase in equity as a result of profit for the year, the increase in reserves from the measurement of cash flow hedge derivatives and the change in the scope of the reserve for the translation of financial statements in foreign currency, only partly offset by dividend distributions. The reduction in net financial debt further contributed to the decline.

See note 47 for a breakdown of the individual items in the table.

37.3 Non-controlling interests – *€13,354 million*

The following table presents the composition of non-controlling interests by geographical area.

Millions of euro	Non-controlling interests		Profit for the year attributable to non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Italy	-	1	-	-
Iberia	5,470	5,321	192	713
Latin America	7,665	7,422	666	857
Europe	-	328	3	(342)
North America	151	218	(39)	10
Africa, Asia and Oceania	68	135	7	-
Total	**13,354**	**13,425**	**829**	**1,238**

The change in non-controlling interests mainly reflects the effect of the dividends distributed and the disposal of equity stakes in Romania. These effects were offset by the results for the period, the impact of hyperinflation and the value adjustment of cash flow hedge instruments.

The financial disclosure requirements of IFRS 12 for subsidiaries with significant non-controlling interests are reported below. The figures at December 31, 2022 have been adjusted to take account of the effects of the Amendment to IAS 12, which took effect for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2023. For more information, please see note 8 "Restatement of comparative disclosures".

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Subsidiaries						
Enel Américas	27,578	29,635	8,459	5,430	36,037	35,065
Enel Chile	10,810	11,094	1,722	1,541	12,532	12,635
Endesa	43,701	45,125	4,033	11,166	47,734	56,291

Millions of euro	Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity		Equity attributable to owners of the Parent		Non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Subsidiaries												
Enel Américas	10,466	11,569	7,314	6,208	17,780	17,777	18,257	17,288	12,936	12,136	5,321	5,152
Enel Chile	3,706	4,222	2,730	2,460	6,436	6,682	6,096	5,953	3,753	3,683	2,343	2,270
Endesa	16,018	18,523	10,045	17,372	26,063	35,895	21,671	20,396	16,202	15,081	5,469	5,315

Millions of euro	Total revenue		Pre-tax profit		Profit from continuing operations		Profit attributable to owners of the Parent		Profit attributable to non-controlling interests	
	2023	2022	**2023**	2022	**2023**	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Subsidiaries										
Enel Américas	13,400	14,696	1,639	1,015	877	221	504	(90)	373	311
Enel Chile	4,678	6,450	996	1,971	748	1,458	456	913	292	545
Endesa	25,423	32,714	839	3,055	595	2,244	402	1,534	193	710

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

38. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Long-term borrowings	61,085	68,191	9,086	2,835
Short-term borrowings	-	-	4,769	18,392
Total	**61,085**	**68,191**	**13,855**	**21,227**

For more information on the nature of borrowings, please see note 48.2 "Financial liabilities by category".

39. Employee benefits – *€2,320 million*

The Group provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay for having reached age limits or eligibility for old-age pension, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, supplemental retirement and healthcare plans, residential electricity discounts and similar benefits. More specifically:

- for Italy, the item "pension benefits" regards estimated accruals made to cover benefits due under the supplemental retirement schemes of retired executives and the benefits due to personnel under law or contract at the time the employment relationship is terminated. For the foreign companies, the item refers to post-employment benefits, of which the most material regard the pension benefit schemes of Endesa in Spain, which break down into three types that differ on the basis of employee seniority and company. In general, under the framework agreement of October 25, 2000, employees participate in a specific defined contribution pension plan and, in cases of disability or death of employees in service, a defined benefit plan which is covered by appropriate insurance policies. In addition, the group has two other limited-enrollment plans (i) for current and retired Endesa employees covered by the electricity industry collective bargaining agreement prior to the changes introduced with the framework agreement noted earlier and (ii) for employees of the Catalan companies merged in the past (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Both are defined benefit plans and benefits are fully insured, with the exception of the former plan for benefits in the event of the death of a retired employee. Finally, the Brazilian companies have also established defined benefit plans;
- the item "electricity discount" comprises benefits regarding electricity supply associated in particular with foreign companies;
- the item "health insurance" refers to benefits for current or retired employees covering medical expenses;
- the item "other benefits" mainly regards the loyalty bonus, which is adopted in various countries and for Italy is represented by the estimated liability for the benefit entitling employees covered by the electricity workers national collective bargaining agreement to a bonus for achievement of seniority milestones (25th and 35th year of service). It also includes other incentive plans, which provide for the award to certain Company managers of a monetary bonus subject to specified conditions.

The following table reports changes in the defined benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2023, and December 31, 2022, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2023					2022				
	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION										
Change in actuarial obligation previous year										
Actuarial obligation at the start of the year	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**	**4,240**	**410**	**206**	**190**	**5,046**
Current service cost	9	1	3	(1)	12	13	1	5	13	32
Interest expense	336	8	9	4	357	320	7	8	5	340
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	224	8	6	3	241	(533)	(93)	(38)	(18)	(682)
Experience adjustments	(43)	(12)	6	1	(48)	119	(80)	8	1	48
Past service cost	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	(3)
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	-	-	(163)	-	-	-	(163)
Exchange differences	145	1	4	(4)	146	335	-	6	(1)	340
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefits paid	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)	(470)	(15)	(13)	(44)	(542)
Other changes	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)
Reclassification to assets	41	-	-	-	41	8	-	-	-	8
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	1	-	-	(4)	(3)	(101)	(6)	(20)	(22)	(149)
Actuarial obligation at year-end (A)	**4,085**	**216**	**176**	**102**	**4,579**	**3,765**	**224**	**162**	**118**	**4,269**
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at the start of the year	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**	**2,348**	**-**	**-**	**-**	**2,348**
Interest income	200	-	-	-	200	193	-	-	-	193
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(52)	-	-	-	(52)	(184)	-	-	-	(184)
Exchange differences	89	-	-	-	89	213	-	-	-	213
Employer contributions	331	14	14	11	370	286	15	13	22	336
Employee contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefits paid	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)	(470)	(15)	(13)	(22)	(520)
Other payments	-	-	-	-	-	(163)	-	-	-	(163)
Changes in the consolidation scope	-	-	-	-	-	(99)	-	-	-	(99)
Fair value of plan assets at year-end (B)	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**	**2,124**	**-**	**-**	**-**	**2,124**
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**	**26**	**-**	**-**	**-**	**26**
Interest income	6	-	-	-	6	2	-	-	-	2
Changes in asset ceiling	(20)	-	-	-	(20)	27	-	-	-	27
Exchange differences	3	-	-	-	3	2	-	-	-	2
Changes in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at year-end (C)	40	-	-	-	40	57	-	-	-	57
Net liability in statement of financial position (A-B+C)	**1,826**	**216**	**176**	**102**	**2,320**	**1,698**	**224**	**162**	**118**	**2,202**

The liability recognized came to €2,320 million, an increase of €118 million on 2022 mainly reflecting impairment losses recognized in reflection of a change in the financial assumptions following the general adverse developments in rates (discount and inflation rates). In addition to normal annual changes, in 2023, the actuarial liabilities of Enel Generación Perú SAA and Enel Distribución Perú SAA in Peru were reclassified as held for sale. Furthermore, the actuarial measurement of a plan of Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE, in Spain, showed a surplus with respect to the obligation assumed by the company, and was thus reclassified in a specific asset item of the balance sheet.

Millions of euro

	2023	2022
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost and past service cost	17	22
Net interest expense	163	149
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	(5)	7
Other changes	5	(20)
Total	**180**	**158**

Millions of euro

	2023	2022
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	52	184
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	190	(614)
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	(26)	27
Other changes	1	-
Total	**217**	**(403)**

The change in the cost recognized in profit or loss was equal to €22 million. The impact on the income statement is, therefore, greater but essentially in line with 2022.
The liability recognized in the statement of financial position at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, amounting to €2,299 million at December 31, 2023. The item "actuarial (gains)/losses on defined benefit plans" shows an increase on 2022, following the decrease in interest rates, compared to the strong increase in 2022.
Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows.

%

	2023	2022
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	4	10
Fixed-income securities	73	66
Investment property	3	3
Other	20	21
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	-	-
Total	**100**	**100**

The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities in respect of employee benefits and the plan assets, which are consistent with those used the previous year, are set out in the following table.

	Italy	Iberia	Latin America	Other countries	Italy	Iberia	Latin America	Other countries
	2023				2022			
Discount rate	3.30%-3.40%	3.14%-3.47%	5.31%-10.09%	7.20%	3.60%-3.70%	3.57%-3.77%	5.40%-10.40%	3.75%-7.65%
Inflation rate	2.30%	2.57%	3.00%-7.58%		2.30%	2.78%	3.00%-8.00%	2.40%-3.50%
Rate of wage increases	2.30%-4.30%	2.57%	4.55%-10.00%	10.00%	2.30%-4.30%	2.78%	3.80%-8.49%	3.00%-10.00%
Rate of increase in healthcare costs	3.30%	4.77%	7.63%-10.00%		3.30%	4.98%	7.12%-10.00%	-
Expected rate of return on plan assets	-	3.22%-3.31%	9.99%-10.09%		-	3.76%-3.77%	10.40%	7.40%

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the defined benefit obligation of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2022			
Decrease of 0.5% in discount rate	147	8	5	(6)	185	2	6	(17)
Increase of 0.5% in discount rate	(188)	(14)	(9)	(12)	(118)	(22)	(9)	(23)
Increase of 0.5% in inflation rate	(49)	(4)	(9)	(12)	16	(11)	(8)	(21)
Decrease of 0.5% in inflation rate	(30)	(4)	5	(6)	37	(10)	6	(16)
Increase of 0.5% in remuneration	(28)	(4)	(19)	18	29	(10)	(2)	(17)
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	(28)	(4)	(19)	11	28	(10)	(2)	(20)
Increase of 1% in healthcare costs	-	-	(164)	-	-	-	(147)	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	18	2	(15)	12	55	(9)	5	(17)

The sensitivity analysis used an approach that extrapolates the effect on the defined benefit obligation of reasonable changes in an individual actuarial assumption, leaving the other assumptions unchanged.

The contributions expected to be paid into defined benefit plans in the subsequent year amount to €243 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Within 1 year	447	427
In 1-2 years	407	397
In 2-5 years	1,120	1,124
More than 5 years	1,739	1,826

40. Provisions for risks and charges – *€7,312 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Non-current	Current	**Total**	Non-current	Current	**Total**
Provision for litigation, risks and other charges:						
- nuclear decommissioning	571	-	571	581	-	581
- site retirement, removal and restoration	2,517	160	2,677	2,686	247	2,933
- litigation	663	39	702	652	51	703
- environmental certificates	-	250	250	-	292	292
- taxes and duties	295	19	314	313	26	339
- other	1,053	425	1,478	803	316	1,119
Total	**5,099**	**893**	**5,992**	**5,035**	**932**	**5,967**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	154	128	282	231	192	423
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	765	273	1,038	789	201	990
TOTAL	**6,018**	**1,294**	**7,312**	**6,055**	**1,325**	**7,380**

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	Accrual	Reversal	Utilization	Discounting	Provisions for site retirement and restoration	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of liabilities included in disposal groups held for sale	at Dec. 31, 2023
Provision for litigation, risks and other charges:											
- nuclear decommissioning	581	-	-	-	17	(27)	-	-	-	-	571
- site retirement, removal and restoration	2,933	47	(47)	(161)	-	(15)	-	(10)	(37)	(33)	2,677
- litigation	703	188	(105)	(118)	36	-	-	6	-	(8)	702
- environmental certificates	292	241	-	(313)	-	-	-	-	30	-	250
- taxes and duties	339	18	(19)	(40)	6	-	-	2	9	(1)	314
- other	1,119	519	(24)	(151)	1	5	-	(8)	18	(1)	1,478
Total	**5,967**	**1,013**	**(195)**	**(783)**	**60**	**(37)**	**-**	**(10)**	**20**	**(43)**	**5,992**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	423	28	(11)	(174)	18	-	-	-	(2)	-	282
Provision for restructuring programs connected with the energy transition	990	209	(6)	(184)	35	-	-	-	(6)	-	1,038
TOTAL	**7,380**	**1,250**	**(212)**	**(1,141)**	**113**	**(37)**	**-**	**(10)**	**12**	**(43)**	**7,312**

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2023 the provision reflected solely the costs that would be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Enresa, a Spanish public entity responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/2003 and Law 24/2005. In general, the costs are quantified on the basis of a standard contract between Enresa and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy, which regulates the retirement and closing of nuclear power plants. The time horizon envisaged, three years, corresponds to the period from the termination of power generation to the transfer of plant management to Enresa (so-called post-operational costs) and takes account, among the various assumptions used to estimate the amount, of the quantity of unused nuclear fuel expected at the date of closure of each of the Spanish nuclear plants on the basis of the provisions of the concession agreement.

Site retirement, removal and restoration provision

This provision represents the present value of the estimated cost for the retirement and removal of non-nuclear plants where there is a legal or constructive obligation to do so. The provision mainly regarded the Endesa Group and Enel Produzione. The change in the provision in 2023 was mainly linked to the uses and releases of provisions set aside in previous years to deal with the decarbonization process, mainly in Italy, Spain and Chile.

The following table summarizes the temporal breakdown of payments connected with the site retirement, removal and restoration provision.

Millions of euro

	Payments by time bracket (nominal value)	Discounted amount
Within 1 year	276	258
In 1-5 years	1,147	1,045
More than 5 years	2,636	1,374
Total	**4,059**	**2,677**

Litigation provision

The litigation provision covers contingent liabilities in respect of pending litigation and other disputes. It includes an estimate of the potential liability relating to disputes that arose during the year, as well as revised estimates of the potential costs associated with disputes initiated in prior years, based on the indications of internal and external consultants. The balance for litigation mainly regards the companies in Latin America (€396 million), Spain (€158 million) and Italy (€116 million).
The amount is virtually unchanged compared with 2022, as the decrease associated with higher uses and releases in Brazil was offset by new accruals.

Provision for environmental certificates

The provision for environmental certificates covers costs in respect of shortfalls in the environmental certificates need for compliance with national or supranational environmental protection requirements and mainly regards Iberia (Endesa Energía and Endesa Generación SA).

Provision for taxes and duties

The provision for taxes and duties covers the estimated liability deriving from tax disputes concerning direct and indirect taxes. The balance of the provision also includes the provision for current and potential disputes concerning local property tax (whether the *Imposta Comunale sugli immobili* - ICI or the *Imposta Municipale Unica* - IMU) in Italy. In Italy, the Group has taken due account of developments in land registry regulations (which with effect from January 1, 2016 excluded machinery, devices, equipment and other plant specific to a production process from the calculation of the imputed rent for buildings classified in land registry group D, which includes generation plants) in estimating the liability for such taxes, both for the purposes of quantifying the probable risk associated with pending litigation and generating a reasonable valuation of probable future charges on positions that have not yet been assessed by the Revenue Agency and municipalities.

Other provisions

Other provisions cover various risks and charges, mainly in connection with regulatory disputes and disputes with local authorities regarding various duties and fees or other charges.

The increase of €342 million in other provisions is mainly attributable to Enel Reinsurance for accruals of provisions for insurance claims (€217 million) and provisions for regulatory measures, atmospheric events and faults.

Provision for early retirement incentives and other restructuring plans

The provision for early retirement incentives and other restructuring plans includes the estimated charges related to binding agreements for the voluntary termination of employment contracts in response to organizational needs. The reduction of €141 million for the year mainly reflects uses of provisions for incentives established in previous period in Spain and Italy to cover the early termination of employment for certain employees.

Provision for restructuring programs connected with the energy transition

Enel, in its role as a leader of the energy transition, has placed decarbonization and growth of renewables around the world at the center of its strategy.

In this context, Enel has begun restructuring the activities associated with the energy transition process, which involves thermal generation plants in all the geographical areas in which the Group operates. The consequent revision of processes and operating models will require changes in the roles and skills of employees, which the Group intends to implement with highly sustainable plans based on redeployment programs, with major upskilling and reskilling plans and voluntary individual early retirement agreements. The energy transition is also based on the progressive and expansive development of digital tools, as digitization is essential to responding to multiple external forces and making informed and well-considered decisions at every level within the Group.

A provision was therefore established in 2020 for restructuring programs, which at December 31, 2023 amounted to €1,038 million, which is mainly attributable to Spain and Italy, and represents the estimated costs that the Group will incur following the acceleration of the energy transition, for all direct and indirect activities related to the review of processes and operating models and the roles and skills of employees. New accruals in 2023 mainly regard Spain following the adjustment of €177 million to the provision for the *Acuerdo Voluntario de Salida* (AVS) plan.

41. Other non-current financial liabilities – *€8 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Other non-current financial liabilities	8	-	8	-
Total	**8**	**-**	**8**	**-**

The change in "other non-current financial liabilities" came to €8 million and regards the recognition of non-current financial liabilities in respect of the Spanish electrical system deficit, which were included in net financial debt.

42. Other non-current liabilities – *€4,236 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	464	347	117	33.7%
Liabilities with equalization funds/market and energy services operators	307	205	102	49.8%
Liabilities for tax partnerships > 12 months	1,262	1,322	(60)	-4.5%
Sundry non-current payments on account	348	-	348	-
Other items	1,855	2,372	(517)	-21.8%
Total	**4,236**	**4,246**	**(10)**	**-0.2%**

The change in "other items" reflected the decrease in "other liabilities" mainly relating to the outcome of the PIS/COFINS dispute in Brazil (already discussed under "Other non-current assets") in the amount of €401 million. The item "sundry non-current payments on account" reports the collection by e-distribuzione of €348 million in respect of the 10% advance payment of the grant for 24 projects awarded NRRP subsidies.

43. Other current liabilities – *€14,760 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Amounts due to customers	1,882	2,094	(212)	-10.1%
Amounts due to institutional market operators	5,479	2,115	3,364	-
Amounts due to employees	503	519	(16)	-3.1%
Other tax liabilities	1,034	1,046	(12)	-1.1%
Amounts due to social security institutions	235	215	20	9.3%
Current accrued expenses and deferred income	314	441	(127)	-28.8%
Liabilities for closed energy commodity derivatives	437	285	152	53.3%
Dividends	2,470	2,228	242	10.9%
Liabilities for tax partnerships < 12 months	271	241	30	12.4%
Sundry current payments on account	144	201	(57)	-28.4%
Other liabilities	1,991	2,328	(337)	-14.5%
Total	**14,760**	**11,713**	**3,047**	**26.0%**

The change in "other current liabilities" mainly reflects:

- the decrease in "amounts due to customers", which mainly reports the change in security deposits from customers in Italy in line with the decrease in the number of customers served by market companies, offset by the increase in trade receivables following the restoration of distribution system costs. In Italy, the item also includes the decrease in various sundry amounts due to customers, mainly for the amounts relating to VAT recovery on uncollected receivables, amounts available to customers and refunds to be made, on behalf of the distribution companies, to customers moved from the regulated market to the free market for exceeding rate limits in previous years. The decrease was offset by the increase, in the distribution segment, in amounts collected and in processing and in liabilities for indemnities;
- the increase in "amounts due to institutional market operators", mainly attributable to Italy, and in particular e-distribuzione SpA, for the progressive restoration, in 2023, of charges relating to the support of renewable energy and cogeneration, and of other charges (Asos and Arim components) determined in ARERA Resolutions nos. 735/2022, 134/2023, 297/2023 and 419/2023, and Spain, in particular Edistribución Redes Digitales, for an increase in amounts due to the local regulator *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC);
- the increase in liabilities for "dividends" to be distributed to shareholders, essentially those of the Parent Company Enel SpA and the Spanish subsidiary Endesa SA;
- the increase in liabilities in respect of derivatives to be settled on energy commodities in Italy;
- the decrease in "other liabilities", mainly attributable to a decline in liabilities in Spain and Brazil.

44. Trade payables – *€15,821 million*

The item amounted to €15,821 million (€17,641 million at December 31, 2022) and includes payables in respect of electricity supplies, fuel, materials, equipment associated with tenders, and other services.

More specifically, trade payables falling due in less than 12 months amounted to €15,487 million (€17,605 million at December 31, 2022) while those falling due in more than 12 months amounted to €334 million (€36 million at December 31, 2022).

45. Other current financial liabilities – *€909 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Accrued financial expense and deferred financial income	734	710	24	3.4%
Other current financial liabilities included in net financial debt	1	-	1	-
Other liabilities	174	143	31	21.7%
Total	**909**	**853**	**56**	**6.6%**

The increase in other current financial liabilities is mainly attributable to the increase in accrued financial expense.
The item also includes current financial liabilities in respect of the deficit of the Spanish electrical system in the amount of €1 million included in net financial debt.

Information on the consolidated statement of cash flows

46. Cash flows

Millions of euro

		2023	2022	Change
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	(1)	**11,543**	**8,990**	**2,553**
Cash flows from operating activities (2)		14,620	8,649	5,971
of which discontinued operations		*132*	*(391)*	
Cash flows from/(used in) investing activities		(10,610)	(13,626)	3,016
of which discontinued operations		*(442)*	*(351)*	
Cash flows from financing activities (2)		(6,361)	7,394	(15,755)
of which discontinued operations		*(16)*	*656*	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents		(49)	136	(185)
Cash and cash equivalents at the end of the year	(3)	**7,143**	**11,543**	**(4,400)**

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €11,041 million at January 1, 2023 (€8,315 million at January 1, 2022), short-term securities equal to €78 million at January 1, 2023 (€88 million at January 1, 2022), cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €98 million at January 1, 2023 (€44 million at January 1, 2022) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €326 million at January 1, 2023 (€543 million at January 1, 2022).

(2) In order to improve presentation, for comparative purposes only, realized financial income and expense connected solely with borrowings have been reclassified from "Collections/(Payments) associated with derivatives connected with borrowings" in the section on cash flows from financing activities to the items "Interest income and other financial income collected" and "Interest expense and other financial expense paid" included in cash flows from operating activities.

(3) Of which cash and cash equivalents equal to €6,801 million at December 31, 2023 (€11,041 million at December 31, 2022), short-term securities equal to €81 million at December 31, 2023 (€78 million at December 31, 2022), cash and cash equivalents pertaining to "Assets classified as held for sale" in the amount of €261 million at December 31, 2023 (€98 million at December 31, 2022) and cash and cash equivalents pertaining to "Discontinued operations" equal to €326 million at December 31, 2022.

Cash flows from operating activities in 2023 was a positive €14,620 million, an increase of €5,971 million on 2022, mainly attributable to lower cash requirements connected with changes in net working capital.

Cash flows used in investing activities in 2023 came to €10,610 million, from €13,626 million in 2022.
More specifically, investments in property, plant and equipment, intangibles, property investment and contract assets came to €13,563 million (including €849 million classified as available for sale), a decrease on 2022.

Investments in companies or business units, net of cash and cash equivalents acquired, amount to €17 million (in 2022 they came to €1,275 million and mainly referred to the acquisition by Enel Produzione SpA of 100% of ERG Hydro Srl (now Enel Hydro Appennino Centrale Srl), for a consideration of €1,196 million net of cash and cash equivalents acquired of €69 million.

Disposals of businesses or business units, net of cash and cash equivalents sold, amount to €2,083 million and mainly refer to:

- the sale by Enel Argentina of the entire stake held in Enel Generación Costanera for €28 million, net of cash and cash equivalents sold of €14 million;
- the sale by Enel Green Power India Private Limited of the entire stake held in Khidrat Renewable Energy Private Limited for €4 million;
- the sale to YPF and Pan American Sur SA of the stakes held in Inversora Dock Sud SA and Central Dock Sud SA, for a total amount of about €29 million, net of cash and cash equivalents sold of €19 million;
- the sale of 80% of the stake held in the Colombian bus company Colombia ZE SAS for about €6 million;
- the sale of 50% of the two companies holding all the Group assets dedicated to renewables in Australia, more specifically Enel Green Power Australia (Pty) Ltd and Enel Green Power Australia Trust, to INPEX Corporation, for a total amount of €121 million, net of cash and cash equivalents sold of €21 million;
- the sale of the stakes held in Romania for a total amount of €1,013 million, net of cash and cash equivalents sold of €228 million;
- the sale of the interest held in Transmisora de Energía Renovable, in Guatemala, for a total of €22 million, net of cash and cash equivalents sold of €11 million;
- the sale to Sonnedix of the interest held by Enel Chile in Arcadia Generación Solar SA, for a total of €533 million, net of cash and cash equivalents sold of €2 million;
- the sale of 50% of Enel Green Power Hellas, Enel Green Power wholly-owned subsidiary dedicated to renewables in Greece, to Macquarie Asset Management, for a total of €322 million, net of cash and cash equivalents sold of €29 million.

Cash flows from/(used in) other investing activities in 2023 came to €474 million and mainly reflects:

- the sale of the entire stake held in Tecnatom SA for a total of €26 million. The transaction had no impact on profit or loss;
- the sale of the stake held in Rusenergosbyt LLC for €83 million;
- minor disposals mainly in Italy, Iberia, North America and Latin America.

Cash flows from financing activities came to a negative €8,361 million, compared with a positive €7,394 million in 2022, mainly reflecting:

- the change in net financial debt (as the balance between repayments, new borrowings and other changes) of €3,985 million;
- distribution of dividends in the amount of €5,135 million, plus €182 million paid to holders of perpetual hybrid bonds;
- the issue of hybrid bonds in the amount of €986 million;
- capital increases in subsidiaries with no change in control in the amount of €25 million, particularly in Australia.

In 2023, cash flow used in investing activities of €10,610 million and financing activities of €8,361 million fully absorbed the cash flows from operating activities in the amount of €14,620 million. The difference is reflected in a decrease in cash and cash equivalents, which at December 31, 2023 came to €7,143 million, from €11,543 million at the end of 2022. The change was also affected by effects associated with negative developments in the exchange rates of local currencies against the euro, in the amount of €49 million.

47. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€60,163 million*

The following table shows the net financial position and long-term financial assets and securities on the basis of the items on the statement of consolidated financial position.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Long-term borrowings	38	61,085	68,191	(7,106)	-10.4%
Other non-current financial borrowings[1]	41	8	-	8	-
Short-term borrowings	38	4,769	18,392	(13,623)	-74.1%
Other current financial borrowings[2]		1	-	1	-
Current portion of long-term borrowings	38	9,086	2,835	6,251	-
Other non-current financial assets included in net financial debt	29.1	(3,837)	(4,213)	376	8.9%
Other current financial assets included in net financial debt	30.1	(4,148)	(13,501)	9,353	69.3%
Cash and cash equivalents	35	(6,801)	(11,041)	4,240	38.4%
Total [3]		**60,163**	**60,663**	**(500)**	**-0.8%**

(1) The item "Other non-current financial borrowings" is represented by "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) The item "Other current financial borrowings" is included under "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.
(3) In order to improve the comparability of the figures, it was necessary to recalculate net financial debt at December 31, 2022 in accordance with the new representation of net financial debt by the Enel Group.

The financial position is reported in compliance with Guideline 39, issued on March 4, 2021 by ESMA and applicable as from May 5, 2021, and with warning notice no. 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced the references to the CESR Recommendations and the references in Communication no. DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.

The net financial debt of the Enel Group at December 31, 2023 and December 31, 2022 is reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change	
Liquidity				
Cash and cash equivalents on hand	23	35	(12)	-34.3%
Bank and post office deposits	4,664	8,968	(4,304)	-48.0%
Liquid assets	**4,687**	**9,003**	**(4,316)**	**-47.9%**
Cash equivalents	**2,114**	**2,038**	**76**	**3.7%**
Securities	81	78	3	3.8%
Short-term loan assets	3,060	10,585	(7,525)	-71.1%
Current portion of long-term loan assets	1,007	2,838	(1,831)	-64.5%
Other current financial assets	**4,148**	**13,501**	**(9,353)**	**-69.3%**
Liquidity	**10,949**	**24,542**	**(13,593)**	**-55.4%**
Current financial debt				
Bank debt	(393)	(1,320)	927	70.2%
Commercial paper	(2,499)	(13,838)	11,339	81.9%
Other short-term borrowings[1]	(1,878)	(3,234)	1,356	41.9%
Current financial debt (including debt instruments)	**(4,770)**	**(18,392)**	**13,622**	**74.1%**
Current portion of long-term bank borrowings	(1,992)	(890)	(1,102)	-
Bonds issued (current portion)	(6,763)	(1,612)	(5,151)	-
Other borrowings (current portion)	(331)	(333)	2	0.6%
Non-current financial debt (current portion)	**(9,086)**	**(2,835)**	**(6,251)**	**-**
Current financial debt	**(13,856)**	**(21,227)**	**7,371**	**34.7%**
Net current financial debt	**(2,907)**	**3,315**	**(6,222)**	**-**
Non-current financial debt				
Bank borrowings	(14,500)	(15,261)	761	5.0%
Other borrowings[2]	(3,014)	(2,851)	(163)	-5.7%
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(17,514)**	**(18,112)**	**598**	**3.3%**
Bonds	**(43,579)**	**(50,079)**	**6,500**	**13.0%**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	-	-	-	-
Non-current financial position	**(61,093)**	**(68,191)**	**7,098**	**10.4%**
Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale"	**262**	**543**	**(281)**	**-51.7%**
Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	**(1,150)**	**(1,435)**	**285**	**19.9%**
Net financial position as per CONSOB instructions	**(64,888)**	**(65,768)**	**880**	**1.3%**
Long-term financial receivables and securities	**3,837**	**4,213**	**(376)**	**-8.9%**
(-) Financial assets in respect of "Assets classified as held for sale "	**(262)**	**(543)**	**281**	**51.7%**
(-) Financial liabilities in respect of "Liabilities included in disposal groups classified as held for sale"	**1,150**	**1,435**	**(285)**	**-19.9%**
NET FINANCIAL DEBT [3]	**(60,163)**	**(60,663)**	**500**	**0.8%**

(1) Includes current financial borrowings included in "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) Includes other non-current financial borrowings presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(3) In order to improve the comparability of the figures, it was necessary to recalculate net financial debt at December 31, 2022 in accordance with the new representation of net financial debt by the Enel Group.

The net position as per CONSOB instructions does not include derivatives designated as hedges for hedge accounting purposes or entered into for trading purposes as they are used for hedging.

At December 31, 2023 those financial assets and liabilities are reported separately in the statement of financial position under the following items: "Non-current financial derivative assets" in the amount of €2,383 million (€3,970 million at December 31, 2022), "Current financial derivative assets" in the amount of €6,407 million (€14,830 million at December 31, 2022), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €3,373 million (€5,895 million at December 31, 2022), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €6,461 million (€16,141 million at December 31, 2022).

Financial instruments

48. Financial instruments by category

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Group's financial position and performance.

48.1 Financial assets by category

The following table reports the carrying amount for each category of financial asset provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Financial assets measured at amortized cost	48.1.1	**5,709**	**5,732**	**28,495**	**40,176**
Financial assets at FVOCI	48.1.2	**882**	**901**	**81**	**279**
Financial assets at FVTPL					
Derivative financial assets at FVTPL	48.1.3	206	473	4,443	12,075
Other financial assets at FVTPL	48.1.3	4,341	3,442	219	1,048
Total financial assets at FVTPL		**4,547**	**3,915**	**4,662**	**13,123**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	48.1.4	113	37	-	-
Cash flow hedge derivatives	48.1.4	2,064	3,460	1,964	2,755
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**2,177**	**3,497**	**1,964**	**2,755**
TOTAL		**13,315**	**14,045**	**35,202**	**56,333**

For more information on the recognition and classification of current and non-current derivative assets, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".
For more information on fair value measurement, please see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".

48.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The following table reports financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Cash and cash equivalents		-	-	35	6,772	10,169
Trade receivables	34	1,726	1,388	34	16,047	15,217
Current portion of long-term loan assets		-	-	30.1	1,007	2,838
Cash collateral		-	-	30.1	2,899	8,319
Other financial assets	29.1	3,332	3,767	30.1	30	2,090
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	29	310	295	29	14	12
Other financial assets at amortized cost		341	282		1,726	1,531
Total		**5,709**	**5,732**		**28,495**	**40,176**

Impairment of financial assets measured at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost amounted to €34,202 million at December 31, 2023 (€45,788 million at December 31, 2022) and are recognized net of allowances for expected credit losses totaling €4,098 million at December 31, 2023 (€4,087 million at the end of the previous year).

The Group mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables and contract assets;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined using probability of default (PD), loss given default (LGD) and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e. all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).

For calculating ECL, the Group applies two different approaches:

- the general approach, for financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables. This approach, based on an assessment of any significant increase in credit risk since initial recognition, is performed comparing the PD at origination with PD at the reporting date, at each reporting date.

  Then, based on the results of the assessment, a loss allowance is recognized based on 12-month ECL or lifetime ECL (i.e. staging):
  - 12-month ECL, for financial assets for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition;
  - lifetime ECL, for financial assets for which there has been a significant increase in credit risk or which are credit impaired (i.e. defaulted based on past due information);
- the simplified approach, for trade receivables, contract assets and lease receivables with or without a significant financing component, based on lifetime ECL without tracking changes in credit risk.

A forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect future events and macroeconomic developments that could impact the risk associated with the portfolio or financial instrument.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of the increase in credit risk can be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g., the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table reports expected credit losses on financial assets measured at amortized cost on the basis of the general simplified approach.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	6,772	-	6,772	10,169	-	10,169
Trade receivables	21,548	3,775	17,773	20,388	3,783	16,605
Loan assets	7,579	311	7,268	17,262	248	17,014
Other financial assets at amortized cost	2,403	12	2,391	2,176	56	2,120
Total	**38,302**	**4,098**	**34,204**	**49,995**	**4,087**	**45,908**

To measure expected losses, the Group assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis (e.g., government entities, authorities, financial counterparties, wholesale sellers, traders and large companies, etc.) and a collective basis (e.g., retail customers).

In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.

Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default.

Based on each business and local regulatory framework, as well as differences between customer portfolios, including their default and recovery rates (comprising expectations for recovery beyond 90 days):

- the Group mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired); and
- specific clusters are defined on the basis of specific markets, business and risk characteristics.

Contract assets substantially have the same risk characteristics as trade receivables for the same types of contracts.

In order to measure the ECL for trade receivables on a collective basis, as well as for contract assets, the Group uses the following assumptions regarding the ECL parameters:

- PD, assumed equal to the average default rate, is calculated by cluster and considering historical data from at least 24 months;
- LGD is a function of the recovery rates for each cluster, discounted using the effective interest rate; and
- EAD is estimated as equal to the carrying amount at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not past due and invoices to be issued.

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on loan assets in accordance with the general approach.

Millions of euro	ECL 12-month allowance	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2022	**65**	**169**
Accruals	22	5
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	-	(11)
Other changes	(58)	56
Closing balance at Dec. 31, 2022	**29**	**219**
Opening balance at Jan. 1, 2023	**29**	**219**
Accruals	-	36
Uses	-	11
Reversals to profit or loss	(32)	(6)
Other changes	45	9
Closing balance at Dec. 31, 2023	**42**	**269**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2022	**3,663**
Accruals	1,375
Uses	(766)
Reversals to profit or loss	(265)
Other changes	(224)
Closing balance at Dec. 31, 2022	**3,783**
Opening balance at Jan. 1, 2023	**3,783**
Accruals	1,384
Uses	(1,136)
Reversals to profit or loss	(210)
Other changes	(46)
Closing balance at Dec. 31, 2023	**3,775**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost in accordance with the simplified approach.

Millions of euro	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2022	**154**
Accruals	180
Uses	-
Reversals to profit or loss	(1)
Other changes	(277)
Closing balance at Dec. 31, 2022	**56**
Opening balance at Jan. 1, 2023	**56**
Accruals	149
Uses	-
Reversals to profit or loss	(1)
Other changes	(192)
Closing balance at Dec. 31, 2023	**12**

Note 49 "Risk management" provides additional information on the exposure to credit risk and expected losses.

48.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income

The following table shows financial assets at fair value through other comprehensive income by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Investments in other companies at FVOCI	29	338	360		-	-
Securities	29.1	505	447	30.1	81	78
Receivables and other financial assets at FVOCI		39	94		-	201
Total		**882**	**901**		**81**	**279**

Changes in financial assets at FVOCI

Investments in other companies

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2023	**360**	-
Purchases	-	-
Sales	(7)	-
Changes in fair value through OCI	(15)	-
Other changes	-	-
Closing balance at Dec. 31, 2023	**338**	-

Securities and other receivables at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2023	**447**	**78**
Purchases	160	-
Sales	(14)	(15)
Changes in fair value through OCI	17	-
Reclassifications	(105)	105
Other changes	-	(87)
Closing balance at Dec. 31, 2023	**505**	**81**

48.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss

The following table shows financial assets at fair value through profit or loss by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Derivatives at FVTPL	51	206	473	51	4,443	12,075
Investments in liquid assets		-	-	35	29	872
Securities		-	-	30.1	-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	29	8	6		-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	29	4,080	3,436		-	-
Financial assets from joint development agreements (JDA) at FVTPL		123	-		-	-
Other financial assets at FVTPL		130	-	30, 30.1	190	176
Total		**4,547**	**3,915**		**4,662**	**13,123**

48.1.4 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

48.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liability provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Financial liabilities measured at amortized cost	48.2.1	**61,734**	**68,432**	**39,784**	**45,697**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	48.4	**204**	588	4,485	11,642
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**204**	**588**	**4,485**	**11,642**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	48.4	105	191	17	-
Cash flow hedge derivatives	48.4	3,064	5,116	1,959	4,499
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**3,169**	**5,307**	**1,976**	**4,499**
TOTAL		**65,107**	**74,327**	**46,245**	**61,838**

For more information on fair value measurement, please see note 52 "Assets and liabilities measured at fair value".

48.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Long-term borrowings	48.3	61,085	68,191	48.3	9,086	2,835
Short-term borrowings		-	-	48.3	4,769	18,392
Trade payables	44	334	38	44	15,487	17,605
Other financial liabilities		315	205		10,442	6,865
Total		**61,734**	**68,432**		**39,784**	**45,697**

48.3 Borrowings

48.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€70,171 million*

The following table reports the nominal value, carrying amount and fair value of long-term borrowing, including the portion falling due within 12 months.

Long-term borrowings by category and type of interest rate

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Changes in carrying amount
	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2022					
Bonds:											
- listed, fixed rate	29,539	29,163	4,686	24,477	27,885	30,355	29,892	978	28,914	27,468	(729)
- listed, floating rate	2,643	2,622	623	1,999	2,641	2,569	2,547	537	2,010	2,473	75
- unlisted, fixed rate	18,336	18,129	1,357	16,772	17,842	18,959	18,727	-	18,727	17,249	(598)
- unlisted, floating rate	428	428	97	331	456	525	525	97	428	600	(97)
Total bonds	**50,946**	**50,342**	**6,763**	**43,579**	**48,824**	**52,408**	**51,691**	**1,612**	**50,079**	**47,790**	**(1,349)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	3,874	3,822	853	2,969	3,746	3,367	3,273	211	3,062	3,021	549
- floating rate	12,664	12,629	1,139	11,490	12,892	12,884	12,848	677	12,171	12,570	(219)
- use of revolving credit lines	41	41	-	41	41	30	30	2	28	26	11
Total bank borrowings	**16,579**	**16,492**	**1,992**	**14,500**	**16,679**	**16,281**	**16,151**	**890**	**15,261**	**15,617**	**341**
Leases:											
- fixed rate	2,852	2,852	256	2,596	2,852	2,630	2,630	251	2,379	2,630	222
- floating rate	53	53	12	41	53	42	42	10	32	42	11
Total leases	**2,905**	**2,905**	**268**	**2,637**	**2,905**	**2,672**	**2,672**	**261**	**2,411**	**2,672**	**233**
Other non-bank borrowings[1]**:**											
- fixed rate	426	426	63	363	426	504	504	70	434	504	(78)
- floating rate	6	6	-	6	6	8	8	2	6	12	(2)
Total other non-bank borrowings	**432**	**432**	**63**	**369**	**432**	**512**	**512**	**72**	**440**	**516**	**(80)**
Total fixed-rate borrowings	**55,027**	**54,382**	**7,215**	**47,177**	**52,751**	**55,815**	**55,026**	**1,510**	**53,516**	**50,872**	**(634)**
Total floating-rate borrowings	**15,835**	**15,779**	**1,871**	**13,908**	**16,089**	**16,058**	**16,000**	**1,325**	**14,675**	**15,723**	**(221)**
TOTAL	**70,862**	**70,171**	**9,086**	**61,085**	**68,840**	**71,873**	**71,026**	**2,835**	**68,191**	**66,595**	**(855)**

(1) Does not include other non-current financial borrowings reported under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position that are included in long-term financial debt.

The table below reports long-term financial debt by currency and interest rate.

Long-term borrowing (including the portion falling due within 12 months) by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount	Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2023		at Dec. 31, 2022		at Dec. 31, 2023		at Dec. 31, 2022	
Euro	**35,865**	**36,166**	**34,993**	**35,383**	**2.5%**	**2.8%**	**1.9%**	**2.1%**
US dollar	24,601	24,847	26,930	27,209	4.9%	5.2%	4.8%	5.1%
Pound sterling	4,612	4,720	4,470	4,610	4.6%	4.8%	4.6%	4.8%
Colombian peso	1,884	1,888	1,310	1,310	13.5%	13.5%	10.3%	10.3%
Brazilian real	2,229	2,255	1,899	1,926	10.5%	10.6%	10.0%	10.2%
Swiss franc	382	382	359	360	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
Chilean peso/UF	510	514	526	531	5.1%	5.2%	5.1%	5.2%
Peruvian sol	-	-	429	429			5.3%	5.3%
Other currencies	88	90	110	115				
Total non-euro currencies	**34,306**	**34,696**	**36,033**	**36,490**				
TOTAL	**70,171**	**70,862**	**71,026**	**71,873**				

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro decreased by €1,727 million, largely attributable to the changes in debt denominated in US dollars.

Change in the nominal value of long-term borrowing (including the portion falling due within 12 months)

Millions of euro	Nominal value	Repayments	Change in the consolidation scope	New borrowings	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2022					**at Dec. 31, 2023**
Bonds	52,408	(2,798)	(293)	1,900	(271)	50,946
Borrowings	19,465	(3,208)	(482)	4,193	(52)	19,916
- of which leases	*2,672*	*(406)*	*(36)*	*677*	*(2)*	*2,905*
Total financial debt	**71,873**	**(6,006)**	**(775)**	**6,093**	**(323)**	**70,862**

The nominal value of long-term debt amounted to €70,862 million at December 31, 2023, a decrease of €1,011 million compared with December 31, 2022. The decrease reflected repayments in the amount of €6,006 million, changes in consolidation scope for €775 million and positive exchange differences of €323 million, only partially offset by new borrowings of €6,093 million.

Repayments in 2023 involved bonds in the amount of €2,798 million and loans in the amount of €3,208 million.

Specifically, repayments of bonds in 2023 included:

- $1,250 million (€1,132 million at December 31, 2023), in respect of the hybrid bond issued by Enel SpA involved in a partial tender offer in the first months of 2023 and entirely repaid in September 2023;
- €100 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in February 2023;
- 290,130 million Colombian pesos (equivalent to €68 million at December 31, 2023) in respect of a floating-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in February 2023;
- 280,000 million Colombian pesos (equivalent to €65 million at December 31, 2023) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Colombia, maturing in March 2023;
- €50 million in respect of a floating-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in March 2023;
- €585 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in April 2023;
- R$305 million (equivalent to €57 million at December 31, 2023), in respect of a floating-rate bond issued by Enel Distribuição São Paulo, maturing in April 2023;
- €300 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International maturing in September 2023;
- R$698 million (equivalent to €130 million at December 31, 2023), in respect of a floating-rate amortizing bond issued by Enel Distribuição São Paulo maturing in September 2023.

The main repayments of loans made during the year included:

- €200 million in respect of floating-rate revolving credit lines of Enel SpA;
- €367 in respect of sustainable loans of Group's Italian companies;
- €1,493 million in respect of Endesa loans, of which €452 million in sustainable loans;
- the equivalent of €322 million relating to South American companies.

New borrowings in 2023 involved €1,900 million in bonds and €4,193 million in loans.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2023 and translated into euros at the exchange rate prevailing at December 29, 2023.

	Issuer/Borrower	Issue/Grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds							
	Enel Finance International	20.02.2023	750	EUR	4.00%	Fixed rate	20.02.2031
	Enel Finance International	20.02.2023	750	EUR	4.50%	Fixed rate	20.02.2043
	Enel Distribuição Ceará	11.01.2023	177	BRL	CDI + 1.48%	Floating rate	11.01.2026
	Enel Distribuição Ceará	11.05.2023	93	BRL	CDI + 1.65%	Floating rate	15.05.2024
	Enel Distribuição Ceará	26.06.2023	121	BRL	CDI + 1.65%	Floating rate	28.06.2024
Total bonds			**1,891**				
Bank borrowings							
	Enel SpA	24.07.2023	200	EUR	Euribor 3M + 0.35%	Floating rate	03.05.2024
	e-distribuzione	20.10.2023	500	EUR	Euribor 6M + 0.55%	Floating rate	20.10.2038
	Enel X Way Italia	07.08.2023	70	EUR	Euribor 6M + 0.56%	Floating rate	09.08.2038
	Enel Italia	15.06.2023	60	EUR	Euribor 6M + 0.56%	Floating rate	15.06.2038
	Enel Finance America	04.04.2023	335	USD	SOFR 6M CPM + 1.22%	Floating rate	15.05.2034
	Endesa	30.04.2023	50	EUR	0.26%	Fixed rate	31.07.2028
	Endesa	03.05.2023	425	EUR	4.18%	Fixed rate	03.05.2028
	Endesa	04.05.2023	75	EUR	3.98%	Fixed rate	04.05.2028
	Endesa	05.05.2023	125	EUR	4.63%	Fixed rate	05.05.2028
	Endesa	03.07.2023	300	EUR	Euribor 6M + 0.80%	Floating rate	28.06.2035
	Endesa	21.12.2023	400	EUR	Euribor 6M + 0.72%	Floating rate	21.12.2028
	Enel Chile	13.04.2023	68	USD	SOFR 1M + 1.33%	Floating rate	26.06.2024
	Enel Chile	21.07.2023	72	USD	5.46%	Fixed rate	21.07.2038
	Enel Chile	20.12.2023	74	USD	5.62%	Fixed rate	21.12.2038
	Enel Distribuição São Paulo	20.04.2023	50	USD	4.38%	Fixed rate	20.04.2038
	Enel Colombia	12.04.2023	160	COP	IBR O/N 3M + 3.7%	Floating rate	12.04.2028
	Enel Colombia	30.11.2023	283	COP	IBR O/N 3M + 3.1%	Floating rate	15.10.2031
	Enel Colombia	21.12.2023	70	COP	IBR 3M + 3.85%	Floating rate	21.12.2027
Total bank borrowings			**3,317**				

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges to mitigate currency risk.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023						at Dec. 31, 2022					
	Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging		Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal value	%				Carrying amount	Nominal value	%			
Euro	**35,865**	**36,166**	**51.0%**	**21,862**	**58,028**	**81.9%**	**34,993**	**35,383**	**49.2%**	**23,473**	**58,856**	**81.9%**
US dollar	24,601	24,847	35.1%	(17,850)	6,997	9.9%	26,930	27,209	37.9%	(19,759)	7,450	10.4%
Pound sterling	4,612	4,720	6.7%	(4,720)	-	-	4,470	4,610	6.4%	(4,610)	-	-
Colombian peso	1,884	1,888	2.7%	-	1,888	2.7%	1,310	1,310	1.8%	-	1,310	1.8%
Brazilian real	2,229	2,255	3.2%	1,047	3,302	4.7%	1,899	1,926	2.7%	1,205	3,131	4.4%
Swiss franc	382	382	0.5%	(382)	-	-	359	360	0.5%	(360)	-	-
Chilean peso/UF	510	514	0.7%	-	514	0.7%	526	531	0.7%	-	531	0.7%
Peruvian sol	-	-	-	-	-	-	429	429	0.6%	-	429	0.6%
Other currencies	88	90	0.1%	43	133	0.2%	110	115	0.2%	51	166	0.2%
Total non-euro currencies	**34,306**	**34,696**	**49.0%**	**(21,862)**	**12,834**	**18.1%**	**36,033**	**36,490**	**50.8%**	**(23,473)**	**13,017**	**18.1%**
TOTAL	**70,171**	**70,862**	**100.0%**	**-**	**70,862**	**100.0%**	**71,026**	**71,873**	**100.0%**	**-**	**71,873**	**100.0%**

822/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could adversely impact profit or loss (raising borrowing costs), in the event of an increase in market interest rates.

Millions of euro	2023				2022			
	Nominal amount pre-hedge	%	Nominal amount post-hedge	%	Nominal amount pre-hedge	%	Nominal amount post-hedge	%
Floating rate	20,604	27.2%	17,241	22.8%	34,450	38.2%	31,353	34.7%
Fixed rate	55,027	72.8%	58,389	77.2%	55,815	61.8%	58,912	65.3%
Total	**75,631**		**75,630**		**90,265**		**90,265**	

At December 31,2023, 27.2% of the nominal value of long- and medium-term financial debt was floating rate (38.2% at December 31, 2022). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 22.8% of the nominal value of long- and medium-term financial debt was exposed to interest rate risk at December 31, 2023 (34.7% at December 31, 2022). These figures are in line with the limits established in the risk management policy.

Long-term debt - Main covenants

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. They include in particular bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds (so-called "hybrid bonds") and loans granted by banks and other financial institutions (including the European Investment Bank and Cassa Depositi e Prestiti SpA).

The main covenants regarding bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes programs of Enel and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those regarding bonds issued by Enel Finance International NV on the US market guaranteed by Enel SpA can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their assets or revenue to secure certain financial liabilities, unless the same encumbrances are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which the bonds and the associated security constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or, in some cases, "significant" subsidiaries, constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium-Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.
In 2022, Enel Finance America LLC issued a "sustainable" bond of the same type, guaranteed by Enel SpA, on the US market.

The main covenants covering Enel's hybrid bonds, including the perpetual hybrid bond issues, which will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses, under which each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and has the same seniority with all other hybrid financial instruments issued, being senior only to equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants envisaged in the loan contracts of Enel SpA and Enel Finance International NV and the other Group companies, including the sustainability-linked loan facility agreements obtained by Enel SpA, can be summarized as follows:[52]

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor are subject to limitations on the establishment of mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor may not dispose of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu* clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change of control clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor could be required to renegotiate the terms and conditions of the financing or make compulsory early repayment of the loans granted;
- rating clauses, which provide for the borrower or the guarantor to maintain their rating above a certain specified level;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer or, in some cases, the guarantor constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

In some cases, the covenants are also binding for the significant companies or subsidiaries of the obligated parties. All the borrowings considered specify "events of default" typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

In addition, the guarantees issued by Enel in the interest of e-distribuzione SpA for certain loans to e-distribuzione SpA from Cassa Depositi e Prestiti SpA require that at the end of each six-month measurement period Enel's net consolidated financial debt shall not exceed 4.5 times annual consolidated EBITDA.

Finally, the debt of Endesa SA, Enel Américas SA, Enel Chile SA and the other Spanish and Latin American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contains covenants and events of default typical of international business practice.

[52] The sustainability-linked loan entered into on September 30, 2022, granted by EKF Denmark's Export Credit Agency and Citi to Enel Finance America LLC as borrower and Enel SpA (as guarantor), provide for a number of additional covenants, such as:
> a "reputational damage" clause, under which the lending bank can request the cancellation of its financial commitment undertaken by it and the early payment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of other persons as a result of substantial breach of certain regulations;
> the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

48.3.2 Short-term borrowings – *€4,769 million*

At December 31, 2023, short-term borrowings totaled €4,769 million, a decrease of €13,623 million compared with December 31, 2022, and break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Short-term bank borrowings	393	1,320	(927)
Commercial paper	2,499	13,838	(11,339)
Cash collateral and other financing on derivatives	1,383	1,513	(130)
Other short-term borrowings[1]	494	1,721	(1,227)
Short-term borrowings	**4,769**	**18,392**	**(13,623)**

(1) Does not include current financial liabilities included in "Other current financial liabilities" in net short-term financial debt.

Commercial paper liabilities totaling €2,499 million concerned issues by Enel Finance International and Enel Finance America.
The main commercial paper programs include:

- €8,000 million of Enel Finance International;
- €5,000 million of Endesa;
- $5,000 million (equivalent to €4,526 million at December 31, 2023) of Enel Finance America.

At December 31, 2023, the whole amount of commercial paper issues, equal to €2,499 million, was linked to sustainability objectives.

Sustainability-linked finance at Enel

The new sustainability-linked bond issues, together with all the sustainable financing arranged in the last year, made it possible to reach a 64% ratio of sustainable sources of financing to the Group's total gross debt at the end of 2023, with a goal of reaching around 70% in 2026.

Shown below are the KPIs and targets included in the latest update of Enel's Sustainability-Linked Financing Framework, published in January 2024.

KPI	Actual value	Sustainability Performance Targets (SPTs)					
	2023	2023	2024	2025	2026	2030	2040
Intensity of Scope 1 GHG emissions related to power generation (gCO_{2eq}/kWh)	160	148	140	130	125	72	0
Intensity of Scope 1 and Scope 3 GHG emissions related to Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	168			135	135	73	0
Absolute Scope 3 GHG emissions related to retail gas ($MtCO_{2eq}$)	16.8			20.9	20.0	11.4	0
Percentage of installed renewables capacity (%)	68.2	65	69	73	74	80	100
Percentage of capital expenditure aligned with the EU taxonomy (%)	84.8			>80 (2023-2025)[53]	>80 (2024-2026)[54]		

Developments in the indicators shown in the table are periodically verified by an external auditor.

[53] SPT with cumulative observation period of 2023-2025.
[54] SPT with cumulative observation period of 2024-2026.

The war in Ukraine and the resulting restrictions on gas imports from Russia into the EU, which caused a decrease in gas supplies accompanied by a surge in wholesale electricity and gas prices, with serious effects for households and businesses, prompted EU governments to implement a series of policy responses to mitigate the impact of rising costs and ensure the stability of the energy system.

Despite these policy measures, the Group managed to reduce direct and indirect greenhouse gas emissions along the entire value chain by 26.3% overall compared with the previous year. Furthermore, the Group also reduced the intensity of Scope 1 GHG emissions related to power generation by over 30.6%, going from 229 gCO_{2eq}/kWh in 2022 to 160 gCO_{2eq}/kWh in 2023. This reduction reflected a 12.9% increase in consolidated renewables generation and a 37.5% reduction in consolidated thermal generation compared with 2022, a consequence of the Group's strategy to shift its generation mix towards renewables and to advance the decarbonization process.

However, due to the unprecedented crisis faced by the European energy system in 2022 and 2023, the Group's emissions reduction in 2023 was not sufficient to achieve the Scope 1 GHG emissions intensity target related to electricity generation set for 2023 as announced on the occasion of the Capital Markets Day held in November 2020 for the launch of the 2021-2023 Strategic Plan. As a result of the energy crisis, the intensity value was slightly higher than the target of 148 gCO_{2eq}/kWh. In the absence of these factors, Enel would have been able to reach an emissions intensity level well below the target of 148 gCO_{2eq}/kWh.

As a result, the Group's sustainability-linked instruments that set the Scope 1 emissions intensity target for electricity generation at 148 gCO_{2eq}/kWh for 2023 will be subject to an increase in the relative step-up.

48.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

48.5 Net gain/(loss)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	2023		2022	
	Net gain/(loss)	*Of which impairment (loss)/gain*	Net gain/(loss)	*Of which impairment (loss)/gain*
Financial assets measured at amortized cost	**(1,112)**	***(1,320)***	**(1,242)**	***(1,305)***
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	-	-	-	-
Other financial assets at FVOCI	15	-	(4)	-
Total financial assets at FVOCI	**15**	**-**	**(4)**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	6	-	9	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial assets at FVTPL	**6**	**-**	**9**	**-**
Financial liabilities measured at amortized cost	**(2,759)**	**-**	**(2,357)**	**-**
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 14 "Net financial income/(expense) from derivatives".

49. Risk management

Financial risk management governance and objectives

As part of its operations, the Enel Group is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, commodity risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.
As noted in the section "Risk management" in the Report on Operations, the Group's governance arrangements for financial risks include risk committees and the establishment of dedicated policies, measurement metrics and operational limits. Enel's primary objective is to mitigate financial risks appropriately so that they do not give rise to unexpected changes in results.
The following sections detail the above financial risks.
There were no changes in the sources of exposure to such risks compared with the previous year.

Interest rate risk

Interest rate risk derives primarily from the use of financial instruments and manifests itself as unexpected changes in charges on financial liabilities, if indexed to floating rates and/or exposed to the uncertainty of financial terms and conditions in negotiating new debt instruments, or as an unexpected change in the value of financial instruments measured at fair value (such as fixed-rate debt).
The main financial liabilities held by the Group include bonds, bank borrowings, borrowings from other lenders, commercial paper, derivatives, cash deposits received to secure commercial or derivative contracts (guarantees, cash collateral).
The Enel Group mainly manages interest rate risk through the definition of an optimal financial structure, with the dual goal of stabilizing borrowing costs and containing the cost of funds.
This goal is pursued through the diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps and interest rate options. The term of such derivatives does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.
Proxy hedging techniques can be used in a number of residual circumstances, when the hedging instruments for the risk factors are not available on the market or are not sufficiently liquid.
Using interest rate swaps, the Enel Group agrees with the counterparty to periodically exchange floating-rate interest flows with fixed-rate flows, both calculated on the same notional principal amount.

The following table reports the notional amount of interest rate derivatives at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of contract.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Floating-to-fixed interest rate swaps	5,996	5,836
Fixed-to-floating interest rate swaps	1,386	1,401
Floating-to-floating interest rate swaps	644	618
Total	**8,026**	**7,855**

For more details on interest rate derivatives, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

Interest rate risk sensitivity analysis

Enel analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and on equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross debt.

These market scenarios are obtained by simulating parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes introduced in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Group's pre-tax profit would be affected by a change in the level of interest rates as follows:

Millions of euro		2023			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	31	(31)	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	32	(32)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	-	-	26	(26)
Fair value hedges	25	-	-	(6)	6

At December 31, 2023, 22.3% (22.3% at December 31, 2022) of the nominal value of gross long-term financial debt was floating rate. Taking account of effective cash flow hedges of interest rate risk (in accordance with the provisions of the IFRS-EU), 82.4% of the nominal value of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2023 (82.0% at December 31, 2022).

Currency risk

Currency risk mainly manifests itself as unexpected changes in the financial statement items associated with transactions denominated in a currency other than the presentation currency. The Group's consolidated financial statements are also exposed to translation risk as a result of the conversion of the financial statements of foreign subsidiaries, which are denominated in local currencies, into euros as the Group's presentation currency.

The Group's exposure to currency risk is connected with the purchase or sale of fuels and power, investments (cash flows for capitalized costs), dividends and the purchase or sale of equity investments, commercial transactions and financial assets and liabilities.

The Group policies for managing currency risk provide for the mitigation of the effects on profit or loss of changes in the level of exchange rates, with the exception of the translation effects connected with consolidation.

In order to minimize the exposure to currency risk, Enel implements diversified revenue and cost sources geographically, and uses indexing mechanisms in commercial contracts. Enel also uses various types of derivatives, typically on the OTC market.

The derivatives in the Group's portfolio of financial instruments include cross currency interest rate swaps, currency forwards and currency swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying instrument, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such instruments offsets the corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term financial liability denominated in currency other than the presentation currency into an equivalent liability in the presentation currency.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two principal amounts (deliverable forwards) or payment of the difference generated by differences between the strike exchange rate

and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate can be determined as averages of the rates observed in a given period.
Currency swaps are contracts in which the counterparties enter into two transactions of the opposite sign at different future dates (normally one spot, the other forward) that provide for the exchange of principal denominated in different currencies.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	25,890	28,444
Currency forwards hedging currency risk on commodities	6,496	8,392
Currency forwards/CCIRSs hedging future cash flows in currencies other than the euro	3,134	5,333
Other currency forwards	602	1,497
Total	**36,122**	**43,666**

More specifically, these include:

- CCIRSs with a notional amount of €25,890 million to hedge the currency risk on debt denominated in currencies other than the euro (€28,444 million at December 31, 2022);
- currency forwards and cross currency swaps with a total notional amount of €9,630 million used to hedge the currency risk associated with purchases of natural gas and fuel and expected cash flows in currencies other than the euro (€13,725 million at December 31, 2022).

"Other currency forwards" include OTC derivatives transactions carried out to mitigate currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency. This includes transactions connected with the purchase of investment goods in the renewables sector (including battery energy storage systems), as well as infrastructure and grids sectors (as new generation digital meters) and operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

At December 31, 2023, 49% (51% at December 31, 2022) of Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.
Taking account of hedges of currency risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 18% at December 31, 2023 (18% at December 31, 2022).

Currency risk sensitivity analysis

The Group analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross medium/long-term debt.

These scenarios are obtained by simulating the appreciation/depreciation of the euro against all of the currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods or assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the pre-tax profit would be affected by changes in exchange rates as follows.

Millions of euro	2023			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity
	Exchange rate	EUR appr.	EUR depr.	EUR appr.	EUR depr.
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	494	(603)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(2,883)	3,522
Fair value hedges	10%	(44)	53	-	-

Commodity price risk

The risk of fluctuations in the price of energy commodities such as electricity, gas, oil, CO_2, and raw materials such as minerals and metals is generated by the volatility of prices and structural correlations between them, which create uncertainty in the margin on purchases and sales of electricity and fuels and materials at variable prices (e.g., indexed bilateral contracts, transactions on the spot market, etc.).

The exposures on indexed contracts are quantified by breaking down the contracts that generate exposure into the underlying risk factors.

To contain the effects of fluctuations and stabilize margins, in accordance with the policies and operating limits determined by the Group's governance and leaving an appropriate margin of flexibility to seize any short-term opportunities that may present themselves, Enel develops and plans strategies that impact the various phases of the industrial process linked to the production and sale of electricity and gas (such as forward procurement and long-term commercial agreements), as well as risk mitigation plans and techniques using derivative contracts (hedging).

As regards electricity sold by the Group, Enel mainly uses fixed-price contracts in the form of bilateral physical contracts (Power Purchase Agreements, or PPAs) and financial contracts (e.g., contracts for differences, Virtual Power Purchase Agreements or VPPAs, etc.) in which differences are paid to the counterparty if the market electricity price exceeds the strike price and to Enel in the opposite case.

The table below shows the main characteristics of PPA and VPPA contracts at December 31, 2023.

at December 31, 2023						
Country	Type of contract	Sell/Buy	Price terms	Volume of power contracted (GWh)	Duration (years)	Accounting treatment
Italy	PPA	Buy	fixed price	17.3	1	FVTPL
Italy	PPA	Buy	fixed price	35.8	1	FVTPL
Italy	PPA	Buy	floating price	1,501.5	1	FVTPL
Italy	PPA	Buy	floating price	28.7	2	FVTPL
Italy	PPA	Buy	fixed price	395.9	10	Own use exemption
Italy	VPPA	Sell	fixed price	1,801.2	4	CFH
Italy	VPPA	Sell	fixed price	800.0	4	CFH
Iberia	VPPA	Buy	fixed price	30.0	9	FVTPL
Iberia	VPPA	Buy	fixed price	22,650.0	15	CFH
Iberia	VPPA	Sell	fixed price	14,010.0	18	CFH
Germany	VPPA	Buy	floating price	44.7	2	FVTPL
United States	VPPA	Sell	fixed price	49.9	8-20	CFH
United States	VPPA	Sell	fixed price	15.5	8-15	FVTPL
United States	VPPA	Sell	fixed price	2.3	12-20	Own use exemption
United States	VPPA	Sell	floating price	3.4	12	CFH
United States	PPA	Sell	fixed price	6.0	12	CFH
United States	PPA	Sell	fixed price	6.0	12	FVTPL
United States	PPA	Sell	fixed price	194.4	10-30	Own use exemption
United States	PPA	Sell	floating price	12.2	12-30	Own use exemption
South Africa	PPA	Sell	floating price	1.2	20	FVTPL
Brazil	PPA	Sell	fixed price	115,542.6	1-20	Own use exemption
Brazil	PPA	Buy	fixed price	37,474.9	1-16	Own use exemption
Chile	PPA	Sell	fixed price	249,377.4	1-15	Own use exemption
Chile	PPA	Sell	floating price	258.0	1-3	Own use exemption
Chile	VPPA	Sell	fixed price	27,828.2	4-10	Own use exemption
Chile	VPPA	Buy	fixed price	50,101.9	5-15	Own use exemption
Chile	PPA	Buy	fixed price	98,412.7	1-20	Own use exemption
Colombia	VPPA	Sell	fixed price	91,509.4	1-16	Own use exemption
Colombia	VPPA	Sell	floating price	4,546.3	1-10	Own use exemption
Colombia	VPPA	Buy	fixed price	56,763.5	1-19	Own use exemption
Guatemala	VPPA	Sell	fixed price	3,336.0	1-15	Own use exemption
Guatemala	VPPA	Sell	floating price	20.0	1-2	Own use exemption
Panama	VPPA	Sell	fixed price	23,858.0	3-15	Own use exemption
Panama	VPPA	Sell	floating price	4,253.0	5-25	Own use exemption
Panama	VPPA	Buy	fixed price	263.0	7-10	Own use exemption
Panama	VPPA	Buy	floating price	1,455.0	1-2	Own use exemption
Peru	PPA	Buy	fixed price	547.1	1-8	Own use exemption
Peru	PPA	Sell	fixed price	75,938.8	1-12	Own use exemption
Peru	PPA	Sell	floating price	115.0	2-5	Own use exemption

The residual exposure in respect of the sale of energy on the spot market not hedged with such contracts is aggregated by uniform risk factors that can be managed with hedging transactions on the market. Proxy hedging techniques can be used for the industrial portfolios when the hedging instruments for the specific risk factors generating the exposure are not available on the market or are not sufficiently liquid. In addition, Enel uses portfolio hedging techniques to assess opportunities for netting intercompany exposures.

The Group mainly uses plain vanilla derivatives for hedging (more specifically, forwards, swaps, options on commodities, futures, contracts for differences).

Some of these products can be indexed to a variety of underlyings (coal, gas, oil, CO_2, different geographical areas, etc.) and the approaches can be assessed and adapted to specific needs.

Enel also engages in proprietary trading in order to maintain a presence in the Group's reference energy commodity markets. These operations consist in taking on exposures in energy commodities (oil products, gas, coal, CO_2 certificates and electricity) using financial derivatives and physical contracts traded on regulated and over-the-counter markets, optimizing profits through transactions carried out on the basis of expected market developments while always complying with the limits set on the basis of portfolio risk analysis.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Forward and futures contracts	44,307	114,128
Swaps	7,694	11,271
Options	1,407	504
Total	**53,408**	**125,903**

For more details, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

Commodity price risk sensitivity analysis

The following table presents the results of the analysis of sensitivity to a reasonably possible change in the commodity prices underlying the valuation model used in the scenario at the same date, with all other variables held constant.
The impact on pre-tax profit of shifts of +15% and -15% in the price curve for the main commodities that make up the fuel scenario and the basket of formulas used in the contracts is mainly attributable to the change in the price of electricity, gas and petroleum products and, to a lesser extent, of CO_2. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the price of electricity, petroleum products and, to a lesser extent, CO_2. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

Millions of euro		**2023**			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Commodity price	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	15%	(39)	40	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	15%	(19)	25	(442)	437

Credit and counterparty risk

The Group's commercial, commodity and financial transactions expose it to credit risk, i.e. the possibility that a deterioration in the creditworthiness of a counterparty or the failure to discharge contractual payment obligations could lead to the interruption of incoming cash flows and an increase in collection costs (settlement risk), as well as lower revenue flows due to the replacement of the original transactions with similar transactions negotiated on unfavorable market conditions (replacement risk). Other risks include the reputational and financial risks associated with significant exposures to a single counterparty or groups of related customers, or to counterparties operating in the same sector or in the same geographical area.

Accordingly, the exposure to credit and counterparty risk is attributable to the following types of transactions:

- the sale and distribution of electricity and gas in free and regulated markets and the supply of goods and services (trade receivables in respect of non-Group debtors);
- trading activities that involve the physical exchange of assets or transactions in financial instruments (the commodity portfolio);
- trading in derivatives, bank deposits and, more generally, financial instruments (the financial portfolio).

In order to minimize credit and counterparty risk, credit exposures are managed at the region/country/global business line level by different units, thereby ensuring the necessary segregation of risk management and control activities. Monitoring the consolidated exposure is carried out by Enel SpA.

In addition, at the Group level the policy provides for the use of uniform criteria – in the region/countries/global business lines and at the consolidated level – in measuring commercial credit exposures in order to promptly identify any deterioration in the quality of outstanding receivables and any mitigation actions to be taken.

The policy for managing credit and counterparty risk associated with commercial activities provides for a preliminary assessment of the creditworthiness of counterparties and the adoption of mitigation instruments, such as obtaining collateral or unsecured guarantees.

In addition, the Group undertakes transactions to factor receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the factoring, as the risks and rewards associated with them have been transferred.

Finally, with regard to financial and commodity transactions, risk mitigation is pursued with a uniform system for assessing counterparties at the Group level, including implementation at the level of region/countries/global business lines, as well as with the adoption of specific standardized contractual frameworks that contain risk mitigation clauses (e.g., netting arrangements) and possibly the exchange of cash collateral.

Despite the deterioration in the collection status of some customer segments, which was taken into account in the assessment of the impairment of trade receivables, to date the Group portfolio has displayed resilience to the current macroeconomic context and price scenario. This reflects the strengthening of digital collection channels and a sound diversification of the customer base.

Loan assets

Millions of euro

			at Dec. 31, 2023		
Staging	Basis for recognition of expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Performing	12-month ECL	4.0%	6,664	264	6,400
Underperforming	Lifetime ECL	2.8%	321	9	312
Non-performing	Lifetime ECL	6.4%	594	38	556
Total			**7,579**	**311**	**7,268**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: individual measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**83**	-	**83**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.5%	6,225	32	6,193
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.0%	350	7	343
- 31-60 days	1.9%	103	2	101
- 61-90 days	5.3%	38	2	36
- 91-120 days	12.2%	41	5	36
- 121-150 days	13.2%	53	7	46
- 151-180 days	8.2%	49	4	45
- more than 180 days (credit impaired)	83.9%	1,474	1,236	238
Total trade receivables		**8,333**	**1,295**	**7,038**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	0.4%	1,690	7	1,683
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	25	-	25
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	2	-	2
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	2.7%	75	2	73
Total other financial assets		**1,792**	**9**	**1,783**
TOTAL		**10,208**	**1,304**	**8,904**

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	-	**79**	-	**79**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.7%	5,560	41	5,519
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.0%	477	5	472
- 31-60 days	1.3%	75	1	74
- 61-90 days	2.8%	36	1	35
- 91-120 days	7.1%	28	2	26
- 121-150 days	12.5%	24	3	21
- 151-180 days	5.9%	51	3	48
- more than 180 days (credit impaired)	80.8%	1,629	1,317	312
Total trade receivables		**7,880**	**1,373**	**6,507**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	2.2%	1,401	31	1,370
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	35	-	35
- 31-60 days	-	219	-	219
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	2	-	2
- more than 180 days (credit impaired)	16.3%	147	24	123
Total other financial assets		**1,804**	**55**	**1,749**
TOTAL		**9,763**	**1,428**	**8,335**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**1.3%**	**150**	**2**	**148**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.9%	8,322	239	8,083
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.6%	802	21	781
- 31-60 days	44.3%	70	31	39
- 61-90 days	19.5%	210	41	169
- 91-120 days	25.8%	132	34	98
- 121-150 days	50.8%	132	67	65
- 151-180 days	52.9%	119	63	56
- more than 180 days (credit impaired)	57.9%	3,428	1,984	1,444
Total trade receivables		**13,215**	**2,480**	**10,735**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	-	604	-	604
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	66.7%	3	2	1
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	2	-	2
- more than 180 days (credit impaired)	50.0%	2	1	1
Total other financial assets		**611**	**3**	**608**
TOTAL		**13,976**	**2,485**	**11,491**

Millions of euro

	at Dec. 31, 2022			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**4.3%**	**46**	**2**	**44**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	2.4%	7,698	187	7,511
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	2.6%	535	14	521
- 31-60 days	42.3%	123	52	71
- 61-90 days	24.0%	275	66	209
- 91-120 days	29.0%	186	54	132
- 121-150 days	35.6%	146	52	94
- 151-180 days	45.0%	129	58	71
- more than 180 days (credit impaired)	56.4%	3,416	1,927	1,489
Total trade receivables		**12,508**	**2,410**	**10,098**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	-	251	-	251
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	50.0%	2	1	1
- 31-60 days	-	-	-	-
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	-	-	-
Total other financial assets		**253**	**1**	**252**
TOTAL		**12,807**	**2,413**	**10,394**

Liquidity risk

Liquidity risk manifests itself as uncertainty about the Group's ability to discharge its obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

Enel manages liquidity risk by implementing measures to ensure an appropriate level of liquid financial resources, minimizing the associated opportunity cost and maintaining a balanced debt structure in terms of its maturity profile and funding sources.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including liquidity on hand and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced maturity profile for our debt, access to a range of sources of funding on different markets, in different currencies and with diverse counterparties.

The mitigation of liquidity risk enables the Group to maintain a credit rating that ensures access to the capital market and limits the cost of funds, with a positive impact on its financial position and performance.

The Group holds the following undrawn lines of credit and commercial paper programs.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023		at Dec. 31, 2022	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	823	19,040	355	19,122
Uncommitted credit lines	734	-	980	-
Commercial paper	15,027	-	3,847	-
Total	**16,584**	**19,040**	**5,182**	**19,122**

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the repayment plans of the Group's gross long- and short-term financial debt at December 31, 2023.

Millions of euro	Maturing in						
	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2025	2026	2027	2028	Beyond
Gross long-term financial debt							
Bonds:							
- listed, fixed rate	-	4,686	3,425	3,838	3,764	946	12,504
- listed, floating rate	186	437	342	435	221	117	884
- unlisted, fixed rate	-	1,357	1,351	1,126	2,448	2,023	9,824
- unlisted, floating rate	-	97	97	97	97	-	40
Total bonds	**186**	**6,577**	**5,215**	**5,496**	**6,530**	**3,086**	**23,252**
Bank borrowings:							
- fixed rate	63	790	231	413	730	1,006	589
- floating rate	126	1,013	1,479	2,489	1,140	1,410	4,972
- use of revolving credit lines	-	-	23	-	18	-	-
Total bank borrowings	**189**	**1,803**	**1,733**	**2,902**	**1,888**	**2,416**	**5,561**
Leases:							
- fixed rate	76	180	267	243	200	166	1,720
- floating rate	3	9	14	9	3	3	12
Total leases	**79**	**189**	**281**	**252**	**203**	**169**	**1,732**
Other non-bank borrowings:[1]							
- fixed rate	24	39	70	69	44	8	172
- floating rate	-	-	14	-	-	-	-
Total other non-bank borrowings	**24**	**39**	**84**	**69**	**44**	**8**	**172**
Total gross long-term financial debt	**478**	**8,608**	**7,313**	**8,719**	**8,665**	**5,679**	**30,717**
Gross short-term financial debt							
Short-term bank borrowings	101	292	-	-	-	-	-
Commercial paper	2,499	-	-	-	-	-	-
Cash collateral and other financing on derivatives	1,383	-	-	-	-	-	-
Other short-term financial debt[2]	489	6	-	-	-	-	-
Total gross short-term financial debt	**4,472**	**298**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL GROSS FINANCIAL DEBT	**4,950**	**8,906**	**7,313**	**8,719**	**8,665**	**5,679**	**30,717**

(1) Includes other non-current financial borrowings presented under "Other non-current financial liabilities" in the statement of financial position.
(2) Includes other current financial borrowings included in "Other current financial liabilities" in the statement of financial position.

Commitments to purchase commodities

In conducting its business, the Enel Group has entered into contracts to purchase specified quantities of commodities at a certain future date for its own use, which qualify for the own use exemption provided for under IFRS 9.

The following table reports the undiscounted cash flows associated with outstanding commitments at December 31, 2023.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	2023-2026	2027-2031	2032-2036	Beyond
Commitments to purchase commodities:					
- electricity	63,422	13,820	18,167	12,420	19,015
- fuels	47,666	11,998	23,399	8,802	3,467
Total	**111,088**	**25,818**	**41,566**	**21,222**	**22,482**

50. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2023 the Group did not hold offset positions in assets and liabilities, as it is not the Enel Group's policy to settle financial assets and liabilities on a net basis.

51. Derivatives and hedge accounting

The following tables show the notional amount and the fair value of derivative financial assets and derivative financial liabilities eligible for hedge accounting or measured at FVTPL, classified on the basis of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the official closing exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
DERIVATIVE ASSETS								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	556	154	101	22	-	-	-	-
- on exchange rates	90	99	12	15	-	-	-	-
Total	**646**	**253**	**113**	**37**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	4,090	4,949	174	336	54	9	1	-
- on exchange rates	11,060	16,955	1,007	1,854	4,393	4,053	145	389
- on commodities	4,094	4,321	883	1,270	5,560	7,416	1,818	2,366
Total	**19,244**	**26,225**	**2,064**	**3,460**	**10,007**	**11,478**	**1,964**	**2,755**
Trading derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	84	19	1	1	1,734	3,640	24	74
- on commodities	858	1,774	205	472	17,511	49,253	4,419	12,001
Total	**942**	**1,793**	**206**	**473**	**19,245**	**52,893**	**4,443**	**12,075**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**20,832**	**28,271**	**2,383**	**3,970**	**29,252**	**64,371**	**6,407**	**14,830**

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
DERIVATIVE LIABILITIES								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	675	1,603	27	92	554	-	17	-
- on exchange rates	929	813	78	99	-	185	-	-
Total	**1,604**	**2,416**	**105**	**191**	**554**	**185**	**17**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	1,897	890	91	59	100	150	-	1
- on exchange rates	11,173	11,956	1,830	1,640	4,785	3,798	332	176
- on commodities	3,075	6,403	1,143	3,417	4,696	9,556	1,627	4,322
Total	**16,145**	**19,249**	**3,064**	**5,116**	**9,581**	**13,504**	**1,959**	**4,499**
Trading derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	100	100	29	23
- on exchange rates	67	52	1	1	1,807	2,096	28	34
- on commodities	921	1,281	203	587	16,693	45,899	4,428	11,585
Total	**988**	**1,333**	**204**	**588**	**18,600**	**48,095**	**4,485**	**11,642**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**18,737**	**22,998**	**3,373**	**5,895**	**28,735**	**61,784**	**6,461**	**16,141**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

51.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk, commodity price risk (including Virtual PPAs) when all the criteria provided by IFRS 9 are met.

At the inception of the transaction, the Group documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Group assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Depending on the nature of the risk exposure, the Group designates derivatives as either:

- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Group is exposed, please see note 49 "Risk management".

To be effective a hedge relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at initial designation shall be equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Group through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
- on the other hand, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e. linear regression).

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with that of the hedged item, different scenarios will be analyzed.

For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.

In order to evaluate the credit risk effects, the Group considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Group has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedge relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness including the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;
- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in the fair value of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness can be the following:

- basis differences (i.e. the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e. the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e. the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

Fair value hedges

Fair value hedges are mainly used to protect the Group against exposures to changes in the fair value of liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.
If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity.

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Group exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the periods when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).

If the hedged item results in the recognition of a non-financial asset (i.e. property, plant and equipment or inventories, etc.) or a non-financial liability, or a hedged forecast transaction for a non-financial asset or a non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, the amount accumulated in equity (i.e. hedging reserve) shall be removed and included in the initial amount (cost or other carrying amount) of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.

For hedge relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instrument, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case. This approach is actually applied by the Group for hedging of currency risk on renewables assets.

Conversely, for hedge relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Group separates foreign currency basis spread, in designating the hedging derivative, and present them in other comprehensive income (OCI) as hedging costs.

With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Enel Group applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).

This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.

Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedge relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

> it represents a best proxy of the old derivative in terms of ranking;
> it meets specific liquidity requirements.

Satisfaction of these requirements is verified quarterly.

At the roll-over date, the hedge relationship is not discontinued. Accordingly, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

Reform of benchmarks for the determination of interest rates - IBOR reform

Overview

Interbank Offered Rates ("IBORs") are benchmark rates at which banks can borrow funds on the interbank market on an unsecured basis for a given period ranging from overnight to 12 months, in a specific currency.
In recent years there have been a number of cases of manipulation of these rates by the banks contributing to their calculation. For this reason, regulators around the world have begun a sweeping reform of interest rate benchmarks that includes the replacement of some benchmarks with alternative risk-free rates (the IBOR reform).
The Group's main exposure is based on Euribor.
Euribor is still considered compliant with the European Benchmarks Regulation (BMR) and this permits market participants to continue to use it for both existing and new contracts.

In line with the most recent guidance issued by the major regulatory bodies, the 1-month, 3-month and 6-month USD LIBOR benchmarks have become unrepresentative after June 30, 2023 and the alternative reference rate is the Secured Overnight Financing Rate (SOFR).

As a result of the IBOR reform, a number of temporary exceptions to the rules on hedge relationships have been allowed in implementation of the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) and August 2020 (Phase 2) to address, respectively:

- pre-replacement issues that impact financial reporting in the period preceding the replacement of an existing interest rate benchmark with an alternative risk-free rate (Phase 1); and
- post-replacement issues that could impact financial reporting when an existing interest rate benchmark is reformed or replaced and there is no longer any initial uncertainty, but hedge contracts and relationships still need to be updated to reflect the new benchmark rates (Phase 2).

Impact of the IBOR reform on the Group

In a context of uncertainty regarding the IBOR transition in the various countries, the Group has determined the overall number and nominal value of the contracts impacted by the reform. In addition, a number of contractual amendments have previously been implemented in contracts indexed to GBP LIBOR in 2021 and others have been implemented in 2023, considering that, as already mentioned, USD LIBOR benchmarks have become unrepresentative as from June 30, 2023.

Debt and derivatives

The Group's floating rate debt is mainly benchmarked against Euribor and is almost entirely hedged using financial derivatives.
At the reporting date, the Group is planning to take no action with regard to Euribor since, as stated above, this benchmark has been comprehensively reformed to comply with the European Benchmarks Regulation. Despite the continuity with Euribor, replacement clauses may be required and could therefore be implemented by the Group in the new contracts in accordance with the evolution of accepted market practice.
During 2023, the Group obtained new dollar loans indexed to SOFR and focused on the implementation of how to change all exposures from USD LIBOR to USD SOFR.
The Group's derivative instruments are managed through contracts that are mainly based on framework agreements defined by the International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
The ISDA has revised its standardized contracts in light of the IBOR reform and amended the choices for floating rates within the 2006 ISDA definitions to include replacement clauses that would apply upon the permanent discontinuation of specific key benchmarks. These changes took effect on January 25, 2021. Transactions represented in the 2006 ISDA definitions carried out on

January 25, 2021 or later include adjusted floating-rate options (e g., the choice of floating rate with replacement clause), while transactions completed before that date (previous derivative contracts) continue to be based on the 2006 ISDA definitions.
For this reason, the ISDA published an IBOR Fallback Protocol to facilitate multilateral amendments to include the amended definitions.
As regards Euribor, the Group is assessing whether to: (i) adopt that protocol in the light of its exposure and developments in the IBOR reform or (ii) adjust in advance any contracts impacted bilaterally by the reform.

Hedge relationships

At the reporting date, hedged items and hedging instruments are primarily indexed to Euribor, SOFR and SONIA.
The Group has assessed the impact of uncertainty engendered by the IBOR reform on hedge relationships at December 31, 2023 with reference to both hedging instruments and hedged items. Both the hedged items and the hedging instruments have changed their parameterization from interbank market-based benchmarks (IBORs) to alternative risk-free rates (RFRs) as a result of the contractual amendments that have taken effect.
In particular, in order to manage the uncertainty associated with both hedging instruments and hedged items indexed to USD LIBOR, until June 30, 2023 the Group has continued to apply the temporary exceptions provided for in the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1). It was therefore felt that the benchmark indices for determining the interest rates on which the cash flows of the hedged items or the hedging instruments are based would not change as a consequence of the IBOR reform. The exception was applied for the following hedge relationship requirements:

- determining if a forecast transaction is highly probable;
- establishing whether the future hedged cash flows will arise in a discontinued cash flow hedge relationship;
- assessing the economic relationship between the hedged item and the hedging instrument.

The hedge relationships impacted may have become ineffective due to different replacements of existing benchmarks with alternative risk-free benchmarks. In order to avoid that risk, the Group has sought to implement the replacements at the same time.
In addition, the Group changed the reference to USD LIBOR in its interest rate hedging instruments used in cash flow hedge relationships with the new, economically equivalent, SOFR benchmark in 2023. Consequently, the Group no longer applies the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) to these hedge relationships and, consequently, is applying the amendments to IFRS 9 issued in August 2020 (Phase 2), modifying the formal designation of the hedge relationship as required by the IBOR reform and without considering this event as a termination of the hedge relationship.
Furthermore, for cash flow hedge relationships, in modifying the description of the hedged item in the hedge relationship, the amounts accumulated in the cash flow hedge reserve were considered on the basis of the alternative benchmark index in relation to which the future hedged cash flows are determined.

51.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average interest rate of instruments hedging the interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by maturity.

	Maturity						
Millions of euro	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	**Total**
At Dec. 31, 2023							
Interest rate swaps							
Total notional amount	708	564	879	1,975	19	3,781	7,926
Notional amount related to IRSs in euro	608	564	636	1,532	19	3,141	6,500
Average IRS rate in euro	4.56	1.92	2.12	3.38	0.86	2.37	
Notional amount related to IRSs in US dollars	46	-	-	444	-	210	700
Average IRS rate in US dollars	0.70			3.28		5.05	

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the interest rate risk of transactions outstanding as at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
		at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
Fair value hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings/bonds	98	-	544	20	(2)	518
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings/bonds	3	(44)	1,241	2	(90)	1,239
Cash flow hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate bonds	12	(49)	1,040	29	(44)	1,190
Interest rate swaps	Floating-rate loan assets	-	(7)	145	-	(9)	162
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	163	(35)	4,956	307	(7)	4,646
Total		**276**	**(135)**	**7,926**	**358**	**(152)**	**7,755**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Fair value hedges								
Interest rate swaps	556	154	101	22	1,229	1,603	(44)	(92)
Total	**556**	**154**	**101**	**22**	**1,229**	**1,603**	**(44)**	**(92)**
Cash flow hedges								
Interest rate swaps	4,144	4,958	175	336	1,997	1,040	(91)	(60)
Total	**4,144**	**4,958**	**175**	**336**	**1,997**	**1,040**	**(91)**	**(60)**
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**4,700**	**5,112**	**276**	**358**	**3,226**	**2,643**	**(135)**	**(152)**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2023 came to €7,926 million, with a corresponding positive fair value of €141 million.

Compared with December 31, 2022, the notional amount increased by €171 million, mainly reflecting:

- the expiry of interest rate swaps amounting to €159 million;
- early closure of interest rate swaps for an amount of €150 million, following early redemption of the underlying;
- new interest rate swaps amounting to €800 million;
- the reduction in the notional amount of amortizing interest rate swaps in the amount of €320 million.

The deterioration in the fair value of €65 million mainly reflects developments in the yield curve.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss in respect of fair value hedge derivatives and the hedged item that are attributable to interest rate risk both in 2023 and the previous year.

Millions of euro	2023	2022
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	125	(84)
Hedged item	(132)	75
Ineffective portion	**(7)**	**(9)**

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	1,785	57	57	1,757	(70)	(70)

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings	1,186	(43)	44	1,138	(89)	(79)
Fixed-rate bonds	14	2	(2)	14	2	(2)
Floating-rate bonds	671	41	(107)	576	(16)	(18)
Total	**1,871**	**-**	**(65)**	**1,728**	**(103)**	**(99)**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on interest rate risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	175	86	29	19	14	12	28
Negative fair value	(91)	(8)	(21)	(20)	(17)	(13)	(22)

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	**at Dec. 31, 2023**			at Dec. 31, 2022		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	6,141	84	84	5,998	276	276

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	**at Dec. 31, 2023**					at Dec. 31, 2022				
	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Fair value through P&L of CFH derivatives designated after initial recognition	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate bonds	37	-	(37)	-	-	15	-	(15)	-	-
Floating-rate loan assets	7	-	(7)	-	-	9	-	(9)	-	-
Floating-rate borrowings	(149)	(20)	149	-	(1)	(327)	(28)	326	-	2
Total	**(105)**	**(20)**	**105**	**-**	**(1)**	**(303)**	**(28)**	**302**	**-**	**2**

Currency risk

The following table reports the maturity profile of the notional amount and associated average contractual exchange rate for the instruments hedging currency risk on transactions outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	Maturity						
	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	Total
At Dec. 31, 2023							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount of CCIRSs	4,562	2,577	1,222	2,337	2,037	13,386	26,121
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	2,213	2,036	1,132	1,560	2,037	9,102	18,080
Average exchange rate EUR/USD	1.13	1.07	1.07	1.10	1.18	1.15	
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	981	-	-	577		3,856	5,414
Average exchange rate EUR/GBP	0.88			0.90		0.82	
Notional amount for CCIRSs EUR/CHF	242	-	-	140			382
Average exchange rate EUR/CHF	1.07			1.21			
Notional amount for CCIRSs USD/BRL	279	231	91	-		387	988
Average exchange rate USD/BRL	5.50	5.22	5.30			4.13	
Notional amount for CCIRSs EUR/BRL	445	231		60			736
Average exchange rate EUR/BRL	6.25	6.05		3.92			
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	4,616	1,186	507				6,309
Notional amount - currency forwards EUR/USD	3,144	1,042	507				4,693
Average currency forward rate - EUR/USD	1.10	1.11	1.13				
Notional amount - currency forwards USD/CLP	938	141					1,079
Average currency forward rate - USD/CLP	873.05	885.2239					
Notional amount - currency forwards EUR/CNH	175	-					175
Average currency forward rate - EUR/CNH	7.81	-					
Notional amount - currency forwards USD/BRL	130						130
Average currency forward rate - USD/BRL	4.95						
Notional amount - currency forwards USD/COP	122	2					124
Average currency forward rate - USD/COP	4,498.97	4,597.37					

Millions of euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	Total
At Dec. 31, 2022							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount of CCIRSs	1,908	4,831	2,648	1,265	2,380	15,701	28,733
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	1,171	2,290	2,107	1,171	1,615	11,529	19,883
Average exchange rate EUR/USD	1.33	1.13	1.07	1.18	1.10	1.15	
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	-	958	-	-	564	3,721	5,243
Average exchange rate EUR/GBP		0.88			0.90	0.81	
Notional amount for CCIRSs EUR/CHF	-	228	-	-	132		360
Average exchange rate EUR/CHF		1.06			1.21		
Notional amount for CCIRSs USD/BRL	140	288	239	94	-		761
Average exchange rate USD/BRL	5.22	5.50	5.22	5.29			
Notional amount for CCIRSs EUR/BRL	597	438	181	-	70		1,286
Average exchange rate EUR/BRL	6.09	6.25	6.16		3.92		
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	6,127	2,374	625	-	-	-	9,126
Notional amount - currency forwards EUR/USD	4,713	2,345	625	-	-	-	7,683
Average currency forward rate - EUR/USD	1.09	1.10	1.11				
Notional amount - currency forwards USD/BRL	333	-	-	-	-	-	333
Average currency forward rate - USD/BRL	5.61						
Notional amount - currency forwards EUR/CNH	311	-	-	-	-	-	311
Average currency forward rate - EUR/CNH	7.41						
Notional amount - currency forwards USD/CLP	199	20	-	-	-	-	219
Average currency forward rate - USD/CLP	908.90	921.05					
Notional amount - currency forwards USD/COP	156	2	-	-	-	-	158
Average currency forward rate - USD/COP	4,720.74	4,444.96					

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the currency risk of transactions outstanding as at December 31, 2023 and December 31, 2022 broken down by type of hedged item.

Millions or euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
		at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
Fair value hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings/bonds in foreign currencies	12	(78)	1,019	15	(99)	1,097
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings/financial assets in foreign currencies	67	(36)	754	95	(76)	1,061
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings/financial assets in foreign currencies	5	(220)	2,104	4	(233)	2,445
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate bonds in foreign currencies	56	-	250	60	-	414
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate bonds in foreign currencies	965	(1,724)	21,763	1,864	(1,293)	23,381
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Future cash flows denominated in foreign currencies	-	(43)	231	-	(50)	335
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	2	(1)	117	9	(6)	326
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	54	(126)	5,666	192	(135)	7,508
Currency forwards	Purchases of investment goods and other in foreign currencies	3	(12)	526	19	(23)	1,292
Total		**1,164**	**(2,240)**	**32,430**	**2,258**	**(1,915)**	**37,859**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €24,886 million used to hedge the currency risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro with a negative fair value of €1,040 million;
- CCIRSs with a notional amount of €1,235 million used to hedge the currency risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €44 million;
- currency forwards with a notional amount of €5,783 million used to hedge the currency risk associated with purchases of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro, with a total negative fair value of €71 million;
- currency forwards with a notional amount of €526 million and a negative fair value of €9 million, in respect of OTC transactions to mitigate the currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the purchase of investment goods in the renewables (including Battery Energy Storage Systems - BESS) and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Fair value hedges								
CCIRSs	90	99	12	15	929	998	(78)	(99)
Total	**90**	**99**	**12**	**15**	**929**	**998**	**(78)**	**(99)**
Cash flow hedges								
Currency forwards	1,979	4,313	59	220	4,330	4,813	(140)	(164)
CCIRSs	13,474	16,695	1,093	2,023	11,628	10,941	(2,022)	(1,652)
Total	**15,453**	**21,008**	**1,152**	**2,243**	**15,958**	**15,754**	**(2,162)**	**(1,816)**
TOTAL EXCHANGE RATE DERIVATIVES	**15,543**	**21,107**	**1,164**	**2,258**	**16,887**	**16,752**	**(2,240)**	**(1,915)**

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2023 amounted to €26,121 million, a decrease of €2,612 million from €28,733 million at December 31, 2022. In particular:

- CCIRSs with a total amount of €737 million expired;
- a partial unwinding operation of CCIRSs was carried out following the early repurchase of part of the hybrid bond denominated in US dollars. That transaction, together with the natural expiry of the residual portion of that liability and the associated CCIRSs, caused a decrease in the notional amount compared with December 31, 2022 of €1,171 million;
- new derivatives amounted to €109 million. The notional amount decreased by €813 million, reflecting developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies and the effect of amortization.

The notional amount of currency forwards at December 31, 2023 amounted to €6,309 million (€9,126 million at December 31, 2022), a decrease of €2,817 million. The exposure to currency risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of natural gas, purchases of fuel and cash flows in respect of investments.
After the turbulence experienced in raw material prices during 2022, which led to a considerable increase in the notional amounts hedged, the notional value of currency hedges on energy commodities returned to normal operating levels in 2023. The deterioration of net fair value of €137 million reflected normal developments in exchange rates.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss, reflecting changes in the fair value of fair value hedge derivatives and the hedged item that are attributable to currency risk for 2023 and the previous year.

Millions of euro	2023	2022
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	20	(119)
Hedged item	(12)	129
Ineffective portion	**8**	**10**

The following table shows the impact of fair value hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	1,019	(66)	(68)	1,097	(84)	(87)

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate bonds in foreign currencies	500	(77)	48	458	(106)	90
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	434	(7)	24	520	(8)	(2)
Total	**934**	**(84)**	**72**	**978**	**(114)**	**88**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	1,152	358	216	258	211	273	885
Negative fair value	(2,162)	(960)	(594)	(13)	(34)	(18)	(644)

The following table shows the impact of cash flow hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	25,102	(930)	(919)	27,636	371	433
Currency forwards	6,309	(80)	(73)	9,126	56	56
Total	**31,411**	**(1,010)**	**(992)**	**36,762**	**427**	**489**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2022				
	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Other effects[1]	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Other effects [1]
Floating-rate borrowings in foreign currencies	(31)	31	-	-	-	(30)	30	-	(11)	-
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	219	(219)	4	-	-	225	(225)	(4)	-	-
Floating-rate bonds in foreign currencies	(56)	56	-	-	-	(60)	60	-	-	-
Fixed-rate bonds in foreign currencies	861	(861)	(15)	-	118	(628)	509	(56)	-	118
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with CCIRSs)	43	(43)	-	-	-	50	(50)	-	-	-
Future cash flows denominated in foreign currencies (hedged with forwards)	(1)	1	-	-	-	(3)	3	-	-	-
Future commodity purchases denominated in foreign currencies	72	(72)	(1)	-	-	(60)	59	(1)	(1)	-
Purchases of investment goods and other in foreign currencies	3	(3)	(6)	-	-	7	(7)	1	2	-
Total	**1,110**	**(1,110)**	**(18)**	**-**	**118**	**(499)**	**379**	**(60)**	**(10)**	**118**

(1) Impact connected with the change in spot exchange rates between the date the CCIRSs to hedge bonds in foreign currencies were obtained and the actual disbursement of the loan for the CCIRSs obtained in 2022.

Commodity price risk

Millions of euro	Maturity						
	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	Total
At Dec. 31, 2023							
Commodity swaps							
Notional amount on power	128	106	100	284	91	286	995
Average commodity swap price on power (€/MWh)	87.0	44.0	37.0	59.6	32.0	34.0	
Notional amount on coal/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity swap price on coal/shipping ($/ton)	-	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	1,551	1,747	296	-	-	125	3,719
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	41.8	40.4	27.0	-	-	7.0	
Notional amount on oil	1,016	106	10	-	-	-	1,132
Average commodity swap price on oil ($/barrel)	86.0	78.0	69.0	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional amount on power	2,505	388	297	258	151	606	4,206
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	114.9	18.0	18.0	16.0	18.0	16.0	
Notional amount on coal/shipping	38	-	-	-	-	-	38
Average commodity forward/future price on coal/shipping ($/ton)	175.0	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	4,432	377	626	-	-	-	5,435
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	71.4	48.9	32.0	-	-	-	
Notional amount on CO_2	662	336	21	-	-	-	1,019
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	91.9	93.0	84.0	-	-	-	
Notional amount on oil	354	-	-	-	-	-	354
Average commodity forward/future price on oil ($/barrel)	74.6	-	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional amount on power	24	39	44	39	39	342	527
Average commodity option price on power (€/MWh)	27.5	30.0	30.5	34.0	34.0	34.0	
Notional amount on gas	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity option price on gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	
Notional amount on oil	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity option price on oil ($/barrel)	-	-	-	-	-	-	

Millions of euro	Maturity						
	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	Total
At Dec. 31, 2022							
Commodity swaps							
Notional amount on power	653	164	143	139	132	333	1,564
Average commodity swap price on power (€/MWh)	162.5	77.9	48.9	47.2	45.8	29.0	
Notional amount on coal/shipping	1,037	-	-	-	-	-	1,037
Average commodity swap price on coal/shipping ($/ton)	293.7	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	1,183	1,184	1,205	23	20	65	3,680
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	60.1	47.9	52.0	21.0	8.3	7.2	
Notional amount on oil	1,078	227	48	-	-	-	1,351
Average commodity swap price on oil ($/barrel)	105.0	93.0	82.0	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Notional amount on power	2,908	509	388	294	249	720	5,066
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	148.1	35.2	17.4	17.8	15.8	15.6	
Notional amount on coal/shipping	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity forward/future price on coal/shipping ($/ton)	-	-	-	-	-	-	
Notional amount on gas	7,171	4,099	229	-	-	-	11,499
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	72.9	92.1	56.6	-	-	-	
Notional amount on CO_2	1,635	226	50	-	-	-	1,911
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	81.3	94.9	94.0	-	-	-	
Notional amount on oil	1,263	58	-	-	-	-	1,321
Average commodity forward/future price on oil ($/barrel)	81.7	73.9	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional amount on power	16	16	16	16	16	117	197
Average commodity option price on power (€/MWh)	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	33.0	
Notional amount on oil	70	-	-	-	-	-	70
Average commodity option price on oil (€/barrel)	133	-	-	-	-	-	-

The following table reports the notional amount and fair value of instruments hedging commodity price risk on transactions outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of commodity.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets	Fair value assets	Notional amount		Fair value liabilities	Fair value liabilities
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Derivatives								
Cash flow hedges								
Derivatives on power:								
- swaps	684	1,213	357	982	311	352	(233)	(498)
- forwards/futures	1,636	1,535	162	89	2,570	3,510	(763)	(898)
- options	527	218	93	36	-	-	(62)	(12)
Total derivatives on power	**2,847**	**2,966**	**612**	**1,107**	**2,881**	**3,862**	**(1,058)**	**(1,408)**
Derivatives on coal/shipping:								
- swaps	-	9	-	2	-	1,028	-	(373)
- forwards/futures	-	-	-	-	38	-	(17)	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal/shipping	**-**	**9**	**-**	**2**	**38**	**1,028**	**(17)**	**(373)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	2,785	2,302	623	666	2,066	2,729	(468)	(765)
- forwards/futures	3,382	4,734	1,375	1,714	2,407	8,085	(1,198)	(5,182)
- options	-	22	-	4	-	48	-	(4)
Total derivatives on gas and oil	**6,167**	**7,058**	**1,998**	**2,384**	**4,473**	**10,862**	**(1,666)**	**(5,951)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	640	1,704	91	143	379	207	(29)	(7)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**640**	**1,704**	**91**	**143**	**379**	**207**	**(29)**	**(7)**
TOTAL COMMODITY DERIVATIVES	**9,654**	**11,737**	**2,701**	**3,636**	**7,771**	**15,959**	**(2,770)**	**(7,739)**

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging commodity price risk at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedge.

The positive fair value of cash flow hedge derivatives on commodities regards derivatives on gas and oil commodities in the amount of €1,998 million, derivatives on CO_2 in the amount of € 91 million and derivatives on power for €612 million.

The first category primarily regards hedges of fluctuations in the price of natural gas, for both purchases and sales, carried out for oil commodities and gas products.

The CO_2 category mainly includes hedging transactions undertaken for Enel Group compliance purposes.

The power category mainly includes medium/long-term hedging transactions, especially in Spain and North America.

Cash flow hedge derivatives on commodities included in liabilities regard derivatives on gas and oil commodities in the amount of €1,666 million, derivatives on power in the amount of €1,058 million and, to a lesser extent, derivatives on coal and CO_2 in the amount of respectively €17 million and €29 million.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity price risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	**2,701**	1,861	428	153	85	55	246
Negative fair value	**(2,770)**	(1,727)	(430)	(217)	(216)	(72)	(235)

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity price risk in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	**at Dec. 31, 2023**			at Dec. 31, 2022		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Power swaps	995	124	126	1,564	485	489
Coal/shipping swaps	-	-	-	1,037	(371)	(371)
Gas and oil swaps	4,850	155	155	5,031	(99)	(98)
Power forwards/futures	4,206	(602)	(638)	5,045	(809)	(938)
Coal/shipping forwards/futures	38	(17)	(17)	-	-	-
Gas and oil forwards/futures	5,789	178	92	12,820	(3,469)	(3,673)
CO_2 forwards/futures	1,019	62	62	1,911	136	138
Power options	528	31	31	218	24	24
Gas and oil options	-	-	-	70	-	-
Total	**17,425**	**(69)**	**(189)**	**27,696**	**(4,103)**	**(4,449)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2022			
	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value of the hedged item used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Future transactions in power	491	(491)	12	(59)	602	(602)	15	(32)
Future transactions in coal/shipping	17	(17)	-	-	371	(371)	-	-
Future transactions in gas and oil	(422)	422	-	(118)	3,360	(3,360)	-	(232)
Future transactions in CO_2	(62)	62	-	-	(133)	133	-	-
Total	**24**	**(24)**	**12**	**(177)**	**4,200**	**(4,200)**	**15**	**(264)**

With regard to cash flow hedge derivatives on commodity prices, 2023 was marked by a progressive reduction in the extreme price volatility seen in past years.

The greatest impact in terms of changes in the cash flow hedge reserve is mainly attributable to future transactions in gas and power, which experience a reduction in the magnitude of the amount to defer to future years because those commodities were the most affected by the high price volatility.

Moreover, the change is also attributable to the usual release of the impact on profit or loss of amounts accrued in 2023, which were the most affected by major price swings of the past years.

The ineffectiveness recognized in 2023 on future transactions in gas is mainly related to proxy hedging operations in Spain, while ineffectiveness on future transactions in power is mainly related to proxy hedging operations in North America.

51.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets	Fair value assets	Notional amount		Fair value liabilities	Fair value liabilities
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Derivatives at FVTPL								
on interest rates:								
- interest rate swaps	-	-	-	-	100	100	(29)	(23)
- interest rate options	-	-	-	-	-	-	-	-
on exchange rates:								
- currency forwards	1,818	3,659	25	75	1,874	2,102	(29)	(34)
- CCIRSs	-	-	-	-	-	46	-	(1)
on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	243	595	24	106	68	245	(16)	(180)
- forwards/futures	5,294	6,903	905	872	5,039	5,620	(906)	(908)
- options	46	7	4	15	80	140	(171)	(172)
Total derivatives on power	**5,583**	**7,505**	**933**	**993**	**5,187**	**6,005**	**(1,093)**	**(1,260)**
Derivatives on coal:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	156	115	23	21	112	1,291	(43)	(9)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	**156**	**115**	**23**	**21**	**112**	**1,291**	**(43)**	**(9)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	969	1,964	295	806	529	834	(167)	(550)
- forwards/futures	10,687	40,669	2,970	10,456	10,856	38,651	(2,963)	(10,280)
- options	448	34	344	8	278	33	(232)	(22)
Total derivatives on gas and oil	**12,104**	**42,667**	**3,609**	**11,270**	**11,663**	**39,518**	**(3,362)**	**(10,852)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	498	725	41	115	426	361	(42)	(35)
- options	12	2	14	2	11	-	(14)	-
Total derivatives on CO_2	**510**	**727**	**55**	**117**	**437**	**361**	**(56)**	**(35)**
Derivatives on other:								
- swaps	-	-	-	-	39	-	(6)	-
- forwards/futures	16	13	4	72	171	5	(71)	(16)
- options	-	-	-	-	5	-	-	-
Total derivatives on other	**16**	**13**	**4**	**72**	**215**	**5**	**(77)**	**(16)**
TOTAL	**20,187**	**54,686**	**4,649**	**12,548**	**19,588**	**49,428**	**(4,689)**	**(12,230)**

At December 31, 2023 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €100 million. The negative fair value of €29 million deteriorated by €6 million on the previous year mainly due to developments in the yield curve.

At December 31, 2023 the notional amount of derivatives on exchange rates was €3,692 million. After the strains experienced in raw material prices during 2022, which led to a considerable increase in the notional amounts hedged, the notional value of currency hedges on energy commodities returned to normal operating levels in 2023. This produced an overall decrease in the value of the hedges of €2,069 million. The deterioration of net fair value of €45 million reflected normal developments in exchange rates.

At December 31, 2023, the notional amount of derivatives on commodities came to €35,983 million. In absolute terms, the notional amounts decreased compared with 2022 in line with the gradual decline observed in the prices of energy commodities. The fair value of trading derivatives on commodities classified as assets mainly reflects the market valuation of hedges of gas and oil amounting to €3,609 million, derivatives on power amounting to €933 million, derivatives on CO_2 amounting to €55 million and, to a lesser extent, derivatives on coal and other commodities totaling €23 million and €4 million, respectively.
The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €3,362 million, derivatives on power amounting to €1,093 million, and derivatives on CO_2, coal and other commodities in the amount of €56 million, €43 million and €77 million, respectively.
These amounts include transactions managed within the trading portfolios and transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.
In addition to weather derivative hedges, the "other" category includes hedges carried out on guarantees of origin and green certificates, i.e. incentive mechanisms for the production of electricity from renewable sources. In addition to the commodity price risk, the Group companies have to manage the risk of fluctuations in the price of these certificates which were recently affected by greater market volatility compared with the past, due to the increasing market attention to environmental sustainability issues.

Fair value measurement

52. Assets and liabilities measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the IFRS as a recognition or measurement criterion.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The best proxy of fair value is market price, i.e. the current publicly available price actually used on a liquid and active market.

The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- Level 1, where the fair value is determined on the basis of quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities that the entity can access at the measurement date;
- Level 2, where the fair value is determined on the basis of inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (such as prices) or indirectly (derived from prices);
- Level 3, where the fair value is determined on the basis of unobservable inputs.

This note also provides detailed disclosures concerning the valuation techniques and inputs used to perform these measurements.

To that end:

- recurring fair value measurements of assets or liabilities are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position at the close of each period;
- non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies".

52.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2023			
Equity investments in other companies at FVOCI	29	338	15	28	295	-	-	-	-
Securities at FVOCI	29.1, 30.1	505	505	-	-	81	81	-	-
Loan assets and other financial assets at FVOCI		39	-	-	39	-	-	-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	29	8	-	-	8	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	29	4,080	-	4,080	-	-	-	-	-
Financial assets from JDA at FVTPL		123	41	-	82	-	-	-	-
Loan assets and other financial assets at FVTPL		169	-	-	169	190	131	-	59
Other cash investments at FVTPL		-	-	-	-	29	29	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	51	101	-	101	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	12	-	12	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	51	174	-	174	-	1	-	1	-
- on exchange rates	51	1,007	-	1,007	-	145	-	145	-
- on commodities	51	883	173	375	335	1,818	1,311	413	94
Trading derivatives:									
- on interest rates	51	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	1	-	1	-	24	-	24	-
- on commodities	51	205	27	178	-	4,419	3,038	1,381	-
Non-monetary grants in respect of environmental certificates		-	-	-	-	18	1	11	6
Inventories measured at fair value	51	48	48	-	-	3	-	3	-
Contingent consideration		5	-	-	5	2	-	2	-

The fair value of "equity investments in other companies at FVOCI" is determined for listed companies on the basis of the quoted price at the close of the year, while that for unlisted companies is based on a reliable valuation of the relevant assets and liabilities.

"Financial assets from service concession arrangements at FVTPL" concern electricity distribution operations in Brazil, mainly by Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará and Enel Distribuição São Paulo, and are accounted for in accordance with IFRIC 12.
Fair value was estimated as the net replacement cost based on the most recent rate information available and on the general price index for the Brazilian market.

Level 3 of the non-current portion of "loan assets and other financial assets at FVTPL" reports the receivable in respect of the sale of Slovak Power Holding, which amounted to €39 million at December 31, 2023. Its fair value was determined using the contractual price formula.

The current portion of "loans assets and other financial assets at FVTPL" includes mainly under Level 1 financial deposits held by Latin American companies.
In addition, "loan assets and other financial assets at FVTPL" include the non-current portion (€130 million) and the current portion (€59 million) of "super-eco-sisma bonus" receivables purchased after the enactment of the Revival Decree and assigned to banks, the measurement of which falls within Level 3.

The current portion of "other cash investments at FVTPL" at Level 1 mainly refers to investment in money-market funds to manage the liquidity of Enel Insurance.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument and market data as of the end of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.
Derivatives on interest rates and exchange rates are all measured using Level 2 inputs.
The fair value of derivatives on commodities is almost always measured using Level 1 or Level 2 inputs, as the determination is based on market inputs as these contracts are entered into with exchange counterparties, leading sector operators or financial institutions.
Certain long-term financial contracts in Spain (Virtual Power Purchase Agreements, or VPPAs), for which internal measurement models were also used in part in order to measure these instruments over longer time horizons, given the illiquidity of the underlying variables fall within Level 3.
In accordance with the IFRS, the Group assesses credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk where necessary. More specifically, the Group measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market.

52.2 Assets not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of assets not measured at fair value on a recurring basis but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the year and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2023			
Investment property	22	98	7	-	91	-	-	-	-
Inventories	33	-	-	-	-	45	-	-	45

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €98 million and €45 million respectively. The amounts were calculated with the assistance of appraisals conducted by independent experts, who used different methods depending on the specific assets involved.

52.3 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are classified.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
		at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2023			
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	51	27	-	27	-	17	-	17	-
- on exchange rates	51	78	-	78	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	51	91	-	91	-	-	-	-	-
- on exchange rates	51	1,830	-	1,830	-	332	-	332	-
- on commodities	51	1,143	43	922	178	1,627	1,030	555	42
Trading derivatives:									
- on interest rates	51	-	-	-	-	29	-	29	-
- on exchange rates	51	1	-	1	-	28	-	28	-
- on commodities	51	203	102	100	1	4,428	3,154	1,268	6
Contingent consideration		41	-	-	41	26	-	26	-

Contingent consideration mainly regards a number of equity investments held by the Group in North America, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

52.4 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those liabilities are classified.

Millions of euro				
	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
	at Dec. 31, 2023			
Bonds:				
- fixed rate	45,727	43,287	2,440	-
- floating rate	3,097	66	3,031	-
Bank borrowings:				
- fixed rate	3,746	-	3,746	-
- floating rate	12,933	-	12,933	-
Non-bank borrowings:				
- fixed rate	3,278	-	3,278	-
- floating rate	59	-	59	-
Total	**68,840**	**43,353**	**25,487**	**-**

For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instrument and market data at the close of the year, including the credit spreads of Enel.

Other information

53. Share-based payments

Starting in 2019, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan, the 2022 Long-Term Incentive Plan, the 2023 Long-Term Incentive Plan, referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan", the "2023 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest. The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The Plans establish that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares: (a) for the LTI 2019, 2020, 2021, 2022 and 2023 Plans (i) up to 100% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager (up to 130% for the 2022 LTI Plan), and (ii) up to 50% of the base value for the other beneficiaries (up to 65% for the 2022 LTI Plan); (b) for the LTI 2023 Plan (i) up to 150% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager, (ii) up to 100% of the base value for officers reporting directly to the Chief Executive Officer/General Manager, including key management personnel, and (iii) up to 65% of the base value for the other beneficiaries, other than those indicated under (i) and (ii) above.

The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three-year performance period. If these targets are achieved, 30% of both the stock and cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.

The following table provides information on the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, and the 2023 LTI Plan.

For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021, May 19, 2022 and May 10, 2023.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	12.11.2019[55]	2019-2021	2022[56]	2022-2023[57]
2020 LTI Plan	17.09.2020[58]	2020-2022	2023[59]	2023-2024[60]
2021 LTI Plan	16.09.2021[61]	2021-2023	2024[62]	2024-2025
2022 LTI Plan	21.09.2022[63]	2022-2024	2025[64]	2025-2026
2023 LTI Plan	05.10.2023[65]	2023-2025	2026[66]	2026-2027

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on the dates indicated above and in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at its meetings of September 19, 2019, July 29, 2020, June 17, 2021, June 16, 2022 and October 5, 2023 – the launch of share buyback programs to serve the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, and the 2023 LTI Plan respectively. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of Shares	Number of Shares	Weighted average price (euros per Share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[67]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[68]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[69]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[70]	5.1951	14,026,715
2023 LTI Plan	4,200,000	3,377,224[71]	6.2205[72]	21,007,908[73]

As a result of the purchases made to support the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, and the 2023 LTI Plan, and taking into account the award on September 5, 2022 of 435,357 Shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan and on September 5, 2023 of 1,268,689 Shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan and 2020 LTI Plan, at December 31,

55 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
56 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
57 On September 5, 2022 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan was awarded on September 5, 2023.
58 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
59 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
60 On September 5, 2023 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2020 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
61 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2021 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 9, 2021).
62 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
63 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2022 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 8, 2022).
64 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
65 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2023 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of October 4, 2023).
66 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2025, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2023 LTI Plan.
67 Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
68 Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
69 Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
70 Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.
71 Number of Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan at December 31, 2023. The share buyback programs to serve the 2023 LTI Plan, launched on October 16, 2023, was completed with the purchases made on January 18, 2024. The program involved the purchase of a total of 4,200,000 Shares, equal to about 0.04% of share capital, at the weighted average price of €6.3145 per share and the total value of €26,520,849.002.
72 Weighted average price of the Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan at December 31, 2023.
73 Total value of the Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan at December 31, 2023.

2023 Enel holds a total of 9,262,330 treasury shares, equal to about 0.09% of share capital. The share buyback program to serve the 2023 LTI Plan was completed with the purchases made on January 18, 2024. Taking account of the total number of Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan, at the publication date of this document Enel holds a total of 10,085,106 treasury shares, equal to about 0.1% of share capital.

The following information concerns the equity instruments granted in 2019, 2020, 2021, 2022 and 2023.

			2023		2022	
	Number of Shares granted at the grant date	Fair value per Share at the grant date	Number of Shares potentially available for award	Number of Shares awarded	Number of Shares potentially available for award	Number of Shares awarded
2019 LTI Plan	1,538,547	6.983	0	956,562[74]	1,021,328	435,357[75]
2020 LTI Plan	1,638,775	7.380	728,265	312,127[76]	1,631,951	-
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	1,375,671	-	1,577,773	-
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	2,023,677	-	2,395,323	-
2023 LTI Plan	4,040,820	5.5540	4,040,820	-		-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[77]

The cost of the equity component is determined on the basis of the fair value of the equity instruments granted and is recognized over the duration of the vesting period through an equity reserve.

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €6 million in 2023 (€11 million in 2022).

There have been no terminations or amendments involving the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, or the 2023 LTI Plan.

74 The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.
75 The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2022, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, which make up part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2019 LTI Plan, was paid on September 5, 2023.
76 The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2020 LTI Plan, which make up part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. Disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus is deferred to 2024, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2020 LTI Plan.
77 For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2021 LTI Plan, the grant date is September 16, 2021, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2021 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2022 LTI Plan, the grant date is September 21, 2022, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2023 LTI Plan, the grant date is October 5, 2023, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2023 LTI Plan to the beneficiaries.

54. Related parties

As an operator in the field of generation, distribution, transport and sale of electricity and the sale of natural gas, Enel carries out transactions with a number of companies directly or indirectly controlled by the Italian State, the Group's controlling shareholder.

The table below summarizes the main types of transactions carried out with such counterparties.

Related party	Relationship	Nature of main transactions
Single Buyer	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of electricity for the enhanced protection market
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market (Terna) Sale of electricity transport services (Eni Group) Purchase of transport, dispatching and metering services (Terna) Purchase of postal services (Poste Italiane) Purchase of fuels for generation plants and natural gas storage and distribution services (Eni Group)
ESO - Energy Services Operator	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of subsidized electricity Payment of A3 component for renewable resource incentives
EMO - Energy Markets Operator	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange (EMO) Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning (EMO)
Leonardo Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods

In addition, the Group conducts essentially commercial transactions with associated companies or companies in which it holds non-controlling interests.

Finally, Enel also maintains relationships with the pension funds FOPEN and FONDENEL, as well as Fondazione Enel and Enel Cuore, an Enel non-profit company devoted to providing social and healthcare assistance.

All transactions with related parties were carried out on normal market terms and conditions, which in some cases are determined by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint ventures outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group [1]	Other	**Total 2023**	Associates and joint ventures	**Overall total 2023**	**Total in financial statements**	**% of total**
Income statement										
Revenue from sales and services	-	3,172	14	3,626	224	**7,036**	224	**7,260**	**92,882**	**7.8%**
Other income	-	-	-	10	3	**13**	5	**18**	**2,683**	**0.7%**
Other financial income	-	-	-	2	-	**2**	237	**239**	**2,916**	**8.2%**
Electricity, gas and fuel purchases	2,035	7,098	11	2,304	2	**11,450**	128	**11,578**	**46,270**	**25.0%**
Costs for services and other materials	-	63	2	2,751	72	**2,888**	463	**3,351**	**18,304**	**18.3%**
Other operating costs	11	201	355	51	2	**620**	-	**620**	**6,125**	**10.1%**
Net results from commodity contracts	-	-	-	-	-	**-**	(7)	**(7)**	**(2,966)**	**0.2%**
Other financial expense	1	-	-	29	-	**30**	59	**89**	**5,966**	**1.5%**

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

872/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group [1]	Other	Total at Dec. 31, 2023	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2023	Total in financial statements	% of total
Statement of financial position										
Other non-current financial assets	-	-	-	-	1	**1**	1,929	**1,930**	**8,750**	**22.1%**
Non-current financial derivative assets	-	-	-	-	-	**-**	4	**4**	**2,383**	**0.2%**
Other non-current assets	-	-	-	6	-	**6**	-	**6**	**2,249**	**0.3%**
Trade receivables	-	84	7	940	59	**1,090**	176	**1,266**	**17,773**	**7.1%**
Other current financial assets	-	-	-	5	1	**6**	168	**174**	**4,329**	**4.0%**
Other current assets	-	-	17	23	3	**43**	49	**92**	**4,099**	**2.2%**
Long-term borrowings	-	-	-	357	-	**357**	302	**659**	**61,085**	**1.1%**
Non-current contract liabilities	-	-	-	11	7	**18**	-	**18**	**5,743**	**0.3%**
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-	**-**	8	**8**	**3,373**	**0.2%**
Short-term borrowings	-	-	-	-	-	**-**	3	**3**	**4,769**	**0.1%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-	**89**	22	**111**	**9,086**	**1.2%**
Trade payables	497	201	376	1.616	8	**2,700**	129	**2,829**	**15,821**	**17.9%**
Current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-	**-**	15	**15**	**6,461**	**0.2%**
Current contract liabilities	-	-	-	31	22	**53**	-	**53**	**2,126**	**2.5%**
Other current liabilities	-	-	-	3	34	**37**	3	**40**	**14,760**	**0.3%**
Other information										
Guarantees issued	-	-	-	10	60	**70**	-	**70**		
Guarantees received	-	-	-	136	36	**172**	-	**172**		
Commitments	-	-	-	23	-	**23**	-	**23**		

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group [1]	Other	Total 2022	Associates and joint ventures	Overall total 2022	Total in financial statements	% of total
Income statement										
Revenue from sales and services	-	7,949	87	4,497	196	**12,729**	210	**12,939**	**135,653**	**9.5%**
Other income	-	-	-	389	-	**389**	-	**389**	**4,864**	**8.0%**
Other financial income	-	-	-	-	-	**-**	154	**154**	**3,430**	**4.5%**
Electricity, gas and fuel purchases	6,379	16,817	2	4,266	3	**27,467**	413	**27,880**	**96,896**	**28.8%**
Costs for services and other materials	-	220	2	3,258	73	**3,553**	247	**3,800**	**20,228**	**18.8%**
Other operating costs	10	147	-	420	3	**580**	1	**581**	**4,685**	**12.4%**
Net results from commodity contracts	-	-	-	50	-	**50**	-	**50**	**2,365**	**2.1%**
Other financial expense	1	-	2	10	-	**13**	21	**34**	**5,880**	**0.6%**

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group [1]	Other	Total at Dec. 31, 2022	Associates and joint ventures	Overall total at Dec. 31, 2022	Total in financial statements	% of total
Statement of financial position										
Other non-current financial assets	-	-	-	-	-	-	1,885	**1,885**	**8,359**	**22.6%**
Trade receivables	-	220	6	1,040	38	**1,304**	259	**1,563**	**16,605**	**9.4%**
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	5	**5**	**14,830**	**-**
Other current financial assets	-	-	-	5	-	**5**	99	**104**	**13,753**	**0.8%**
Other current assets	-	-	30	58	2	**90**	63	**153**	**4,314**	**3.5%**
Long-term borrowings	-	-	-	447	-	**447**	327	**774**	**68,191**	**1.1%**
Non-current contract liabilities	-	-	-	9	8	**17**	-	**17**	**5,747**	**0.3%**
Non-current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	9	**9**	**5,895**	**0.2%**
Short-term borrowings	-	-	-	-	-	-	14	**14**	**18,392**	**0.1%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-	**89**	21	**110**	**2,835**	**3.9%**
Trade payables	1,211	305	6	1,097	(1)	**2,618**	192	**2,810**	**17,641**	**15.9%**
Other current financial liabilities	-	-	-	-	-	-	1	**1**	**853**	**0.1%**
Current contract liabilities	-	-	-	23	20	**43**	-	**43**	**1,775**	**2.4%**
Other current liabilities	-	-	-	3	23	**26**	21	**47**	**11,713**	**0.4%**
Other information										
Guarantees issued	-	20	-	11	58	**89**	-	**89**		
Guarantees received	-	-	-	134	36	**170**	-	**170**		
Commitments	-	-	-	149	-	**149**	-	**149**		

(1) Includes balances mainly referring to: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia and Italgas.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

With regard to disclosures on the remuneration of directors, members of the Board of Statutory Auditors, the General Manager and key management personnel, provided for under IAS 24, please see the following tables.

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Remuneration of members of the Board of Directors and Board of Statutory Auditors and the General Manager				
Short-term employee benefits	5	5	-	-
Termination benefits	5	-	5	-
Share-based payments	1	1	-	-
Total	**11**	**6**	**5**	**83.3%**

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Remuneration of key management personnel				
Short-term employee benefits	8	13	(5)	-38.5%
Termination benefits	4	-	4	-
Share-based payments	1	2	(1)	-50.0%
Total	**13**	**15**	**(2)**	**-13.3%**

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries (Enel Procedure for Transactions with Related Parties). The procedure (available at /) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation").

No related-party transactions requiring disclosure in the financial statements pursuant to the CONSOB Regulation were carried out in 2023.

55. Government grants - Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA and the fully consolidated subsidiaries to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA and Group subsidiaries to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2023, even if made in multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

Grants received in millions of euro

Financial institution/Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Regione Sicilia	Enel X Mobility Srl (Enel X Way Italia Srl as from July 1, 2023)	(1.03)	Instalment of grant for the Sicilia Smart Charging project, financed under the PNIRE Regione Sicilia
MIUR	Enel X Srl	(0.38)	Instalment of grant for the SE4I project application, financed under the PON MIUR R&SSI PNR 2015-2020
MIMIT	Enel Produzione SpA	(0.04)	Balance of grant for the Hydrostore project financed under the 2015 Bando Industria
MASE	e-distribuzione SpA	(347.79)	10% advance payment of the SmartGrid and Resilience projects of the NRRP
MASE	e-distribuzione SpA	(15.68)	Progress payment for PON IC 2014/2020 FESR, ASSE IV, AZIONE 4.3.1, of the projects: Agrigento, Pachino, Priolo, Campagna, Ciminna, Valguarnera, Santa Croce Camerina, Mussomeli, Scordia, Ragusa 3
European Commission	e-distribuzione SpA	(0.10)	Progress payment for R&D project Life Lanario (LIFE funding program)
European Commission	e-distribuzione SpA	(0.02)	Progress payment for R&D project Flexplan (H2020 funding program)
MASE	e-distribuzione SpA	(10.69)	Progress payment for R&D project Puglia Active Network (NER 300 funding program)
		(375.73)	**Total**

Grants made in millions of euro

Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.10	Donation
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	0.59	Donation in support of projects identified in 2023
Enel SpA	Luiss Guido Carli	0.07	Donation for the development and transmission of scientific, technological and humanistic knowledge
Enel SpA	Human Foundation	0.05	Donation to generate and develop innovative solutions to social problems
Enel SpA	FGS Onlus	0.03	Donation to promote equal opportunities
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0.04	2023 contribution
Enel Green Power Italia	Lega Navale Italiana Sezione Belluno	0.04	Donation for the "Vela per Tutti" project
Enel Green Power Italia	Lega Navale Italiana Sezione Belluno	0.02	Donation for the "Vela per Tutti" project
Enel Produzione SpA	Fondazione Vajont 9 Ottobre 1963 Onlus	0.05	Donation Vajont Foundation
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.41	1st instalment 2023 grant
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.15	1st instalment 2023 grant
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.70	Balance 2022 grant
Enel Produzione SpA	Comune di Civitavecchia	0.08	Sustainability Plan City of Civitavecchia
Enel Produzione SpA	Capitaneria di Porto Empedocle	0.03	Design, construction and installation of removable metal structure to shade area of Port Authority of Porto Empedocle for parking of associated military vehicles
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.90	50% advance on 2023 contribution
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.33	20% advance on 2023 contribution
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.89	Balance 2022 contribution
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	0.07	Balance 2022 extraordinary contribution
Enel Italia SpA	Capone Valentina	0.01	Modal donation "Alleva la Speranza" project
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0.60	Donation to support the Foundation cultural activities
Enel Italia SpA	Teatro alla Scala di Milano	0.60	Donation to the Teatro alla Scala to support the cultural activities of the Foundation
Enel Italia SpA	Fondazione MAXXI	0.60	Donation to support the Foundation cultural activities
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	2022 contribution to support research and higher education projects
Enel Italia SpA	Croce Rossa Italiana	0.26	Donation of medical-health equipment/materials purchased for COVID vaccination centers in Enel locations
Enel Global Trading SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.02	Contribution aimed at supporting and developing research and higher education projects
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1.89	80% balance of 2022 grant
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0.33	20% balance of 2023 grant
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.28	50% balance of 2022 grant
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.88	50% balance of 2023 grant
e-distribuzione SpA	Dipartimento della Protezione Civile Presidenza del Consiglio dei Ministri	0.67	Free transfer of company assets to be transported and delivered to the Ukrainian authorities as part of the initiative to support the energy sector in Ukraine promoted by Energy Community in collaboration with the European Union Civil Protection Mechanism (UCPM)
		12.74	**Total**

56. Contractual commitments and guarantees

The commitments entered into by the Enel Group and the guarantees given to third parties are shown below.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	3,407	4,296	(889)
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	63,422	64,878	(1,456)
- fuel purchases	47,666	96,996	(49,330)
- various supplies	3,017	2,449	568
- tenders	6,982	6,165	817
- other	6,483	6,889	(406)
Total	**127,570**	**177,377**	**(49,807)**
TOTAL	**130,977**	**181,673**	**(50,696)**

Compared with December 31, 2022, the decrease of €1,456 million in commitments for "electricity purchases" is essentially attributable to companies in Latin America, in particular in Chile, and developments in electricity prices.

The decrease of €49,330 million in commitments for "fuel purchases" mainly regards the decrease in gas prices, especially in Italy and Spain, compared to 2022.

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 49.

57. Contingent assets and liabilities

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2023, which are not recognized in the consolidated financial statements as they do not meet the requirements provided for in IAS 37.

Hydroelectric concessions - Italy

Italian regulations governing large-scale hydroelectric concessions were most recently modified by the "Simplifications Decree" (Decree Law 135 of 2018 ratified with Law 12 of February 11, 2019), which introduced a series of innovations regarding the granting of such concessions upon their expiry and the valorization of the assets and works connected to them to be transferred to the new concession holder. This legislation also introduced a number of changes in the matter of concession fees, establishing a fixed and variable component of fees, as well as an obligation to provide free power to public bodies (220 kWh of power for each kW of average nominal capacity of the facilities covered by the concession). In implementation of this national law and under specific enabling authority, as of today various regions (Lombardy, Piedmont, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, the Province of Trento, Veneto, Calabria, Basilicata, Abruzzo and Umbria) have enacted regional laws implementing state legislation, and requested payment of the dual-component fee and the monetization of free electricity supplies.
Enel Produzione SpA and Enel Green Power SpA challenged before the Superior Public Water Resources Court implementing acts issued under the individual regional laws and the subsequent payment notices of fees and the monetization of free electricity supplies, asking that they be declared void and raising the question of constitutional illegitimacy of both the national law and the regional laws.
The companies initiated the proceedings by complaining that the regional implementing acts – as well as the regional legislation which they implement – were constitutionally illegitimate, first for violation of national legislation and various primary principles protected both by the Italian Constitution and European law concerning legitimate expectations, property rights, reasonableness, private initiative, and concessions, where:

- they provide for retroactive application to valid large diversion concessions of the dual-component fee and the obligation to supply free power or its financial equivalent;
- they order the monetization of the obligation to supply free energy, which is not envisaged in the national law.

Furthermore, the introduction by the regions of these new obligations to pay the new dual-component fee (divided into a fixed component and a variable component) and to supply a certain annual quantity of electricity free of charge in the form of payment of the associated monetary value, which is also to be paid by the holders of valid concessions that have not yet expired, creates an unexpected and unreasonable financial imbalance in the concession relationships. This circumstance is in evident contrast with the principles of reasonableness, proportionality and legitimate expectation of concession fees, compliance with which is required by constitutional case law if, in the context of long-term relationships, pejorative modifications are introduced.

Both the national law and the regional implementing legislation violate Community principles and constitutional principles such as property rights, the principle of legal certainty, and the freedom of enterprise. In particular, the rules do not expressly provide for the transfer of the business unit from the outgoing to the successor concession holder, and also establish inadequate criteria for the valorization of the works to be transferred, which threatens to create what is essentially a mechanism for expropriation, in violation of constitutional principles.

The pending cases against the regions of Lombardy and Piedmont have been adjourned to the collegial hearings of April 24, 2024 and June 12, 2024, while the remaining proceedings are still pending in the preliminary investigation phase.

Antitrust proceeding 12461 - EE - Contract renewals - Italy

On December 13, 2022, the Competition Authority notified Enel Energia SpA ("the Company" or "EE") and six other companies (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison) that it had initiated a proceeding for unfair commercial practices (violation of certain provisions of the Consumer Code and Article 3 of Legislative Decree 115/2022, the second "Aid Decree").
In particular, the Competition Authority, among other thing, argued that EE had sent its customers, in the period from May to October 2022, notices of price changes that were allegedly generic and omissive to the extent that they did not specify the expiry date of the financial conditions subject to renewal and represented an unwarranted exercise of *ius variandi* in modification of the financial conditions of the supply relationship, in violation of the aforementioned Article 3 of the second Aid Decree.
With the measure initiating the procedure, the Competition Authority simultaneously prohibited on a precautionary basis the sending of new price change notices and ordered the correction of those already sent.
All the operators subject to the order, including EE, challenged the provision, which was based on the assumption that any price change had been prohibited to suppliers in the period indicated by the second Aid Decree (August 10 - April 30, then extended until June 30, 2023 by Legislative Decree 198/2022, the "Milleproroghe Decree").
Following the pronouncement of the Council of State of December 22, 2022 and the Milleproroghe Decree of December 29, 2022, which excluded the applicability of Article 3 of the Decree to contract renewals (of expiring offers) in compliance with the contractual terms of notice and without prejudice to the right of withdrawal of the counterparty, thus distinguishing them from those covered by the *ius variandi*, the Competition Authority, with a new precautionary measure on December 29, 2022, ordered the partial upholding of the original precautionary measure and confirmed the prohibition on changes or renewals of the financial conditions of expiring contracts for which the expiry date was not specifically identified or in any case predeterminable in the associated notice sent to the customer. EE filed an appeal for additional reasons against this measure.
With a ruling published on May 19, 2023, the Lazio Regional Administrative Court accepted the arguments of EE and voided the two precautionary measures of the Competition Authority on December 12, 2022 and December 29, 2022, disagreeing with the logical process established by the Competition Authority as a basis for the provisions, which were deemed to lack grounds for success. In particular, according to the Court, the legislator intended to suspend only the changes to the rules portion of the agreement and not also the updating of expired or expiring prices, as this would fix the previous pricing conditions indefinitely. Both AGCM and EE appealed the Court ruling before the Council of State and the proceeding is pending.
In the meantime, on November 15, 2023, the Competition Authority, acting in the proceeding for unfair commercial practices, issued a ruling finding a violation of Articles 24 and 25 of the Consumer Code, levying a fine of €10 million on EE, which was paid by EE on December 15, 2023. On January 15, 2024, EE appealed to void the fine before the Lazio Regional Administrative Court.
In an order issued following the hearing held on March 20, 2024, the Lazio Regional Administrative Court granted a petition presented jointly by the parties to address the grounds for appeal at the hearing on the merits scheduled for July 17, 2024.

Criminal proceeding against e-distribuzione concerning an accident - Italy

On July 1, 2021, e-distribuzione SpA was notified of a proceeding against a number of its employees and managers and e-distribuzione SpA itself pursuant to Legislative Decree 231/2001, initiated by the Public Prosecutor's Office of Taranto, following the accident that occurred on the night between June 27 and 28, 2021 in which an employee of a contractor was injured and subsequently died.

During the investigative phase, an unrepeatable technical assessment was ordered and the report of the Technical Consultant of the Public Prosecutor, dated December 15, 2021, was filed and incorporated in the Public Prosecutor's case.

A notice of dismissal of charges was subsequently sent to some of the defendants and the subcontractor with whom the deceased worker was employed. A notice of conclusion of the preliminary investigation pursuant to Article 415-*bis* of the Code of Criminal Procedure was sent to the remaining defendants and the company and, on April 17, 2023, a notice was served to set the preliminary hearing before the Preliminary Hearing Judge of the Court of Taranto for May 23, 2023. Following adjournments, the preliminary hearing was scheduled to continue on February 20, 2024, when the parties were heard, including the request for a plea deal from one of the defendants. The Court then rescheduled the hearing to May 21, 2024 for the decision to send the case to trial.

In agreement with the insurance company, a process was defined to reach a settlement with the heirs of the deceased to extinguish the claims formulated by the injured parties without admission of liability.

Arbitration proceedings Enel Produzione SpA - Italy

In the 4th Quarter of 2023 a coal supplier initiated an arbitration proceeding against Enel Produzione requesting the fulfillment by the latter of certain coal supply contracts stipulated between the parties during 2021, performance of which was suspended by Enel Produzione in March 2022 due to the sanctions imposed with EU Regulations no. 269/2014 and no. 833/2014. A claim of about $11 million was filed for supplies already executed and about $62 million for expected supplier, plus interest. The arbitration proceedings are pending and are currently expected to be completed in 2025.

Green Network litigation - Italy

With a summons dated May 8, 2019, Green Network SpA (GN) sued Enel Energia SpA (EE) before the Court of Rome to ascertain alleged anti-competitive conduct (including illegal win-back practices) that EE carried out in an attempt to recover customers who would have moved to the competing trader and, as a result, order EE to pay damages quantified at €116,049,056, plus interest and monetary revaluation, in addition to the publication of the sentence. EE formally appeared in court, contesting the validity of the opposing party's claim in fact and law and requesting the complete denial of the claims, as well as an order for the plaintiff to pay damages for frivolous litigation. After conducting the preliminary investigation phase, during which a court-ordered phonic assessment was performed, the Court rejected the plaintiff's further preliminary investigation requests and adjourned the case for summing up to a hearing scheduled for June 27, 2024.

Penalty proceeding for Enel Energia - Italy

On February 29, 2024, the Personal Data Protection Authority (DPA) announced that it was levying a fine of €79,107,101 on Enel Energia SpA, in addition to a number of prescriptive measures.

The action originates with a proceeding undertaken by the DPA in July 2023, during which the company was accused of failing to adopt an adequate system for monitoring and controlling the operation of its agencies, which, in the period from 2015 to 2022, also made use of operators who were not officially appointed, for the sole purpose of maximizing their profits even to the detriment of the company itself.

In the meantime, the company, acting for its own protection, had already taken all the contractually established measures against the agencies involved in the circumstances addressed by the penalty measure and had also filed criminal complaints against the operators who had acted abusively.

The company, considering the objections raised by the DPA to be unfounded, intends to challenge the provision before the Civil Court of Rome, filing a request for suspension of both the payment of the fine and the prescriptive measures.

BEG litigation - Italy, France, Luxembourg

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA (BEG) in Italy, Enelpower SpA (now Enelpower Srl) obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the petition for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the assessment of the possible construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient, filed suit against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.

In November 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. The proceeding is still pending.

With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance rendered by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.

On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it €15,000 in non-pecuniary damages.

Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand, as a consequence of the ECHR ruling, damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan, in accepting the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney, declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of 14 October 2022 and therefore the proceeding was extinguished.

A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. Enel and Enelpower are preparing their defenses to proceed with the appearance in court in order to contest the claim, which is considered entirely specious and unfounded, like the previous similar initiative. Following the hearing for admission of evidence, the Court issued an order on October 26, 2023 denying the preliminary requests of the plaintiff and, considering the case ready for decision, scheduled final arguments for October 17, 2024.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Italy

With an appeal notified on September 11, 2023, Albania BEG Ambient Shpk (ABA) initiated a proceeding before the Court of Appeal of Rome against Enel SpA and Enelpower Srl, in order to obtain, pursuant to Article 67 of Law 218/1995, enforcement of the ruling of the Court of Tirana of March 24, 2009. The two companies are preparing their defense to contest the claim for execution in Italy as well. Following the initial hearing, the Court of Appeal adjourned the proceeding until September 18, 2025 for oral arguments.

France

In 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France.

On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* rejected ABA claim. Among other issues, the *Tribunal de Grande Instance* ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision (the arbitration ruling of 2002) and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud.

Subsequently, with a ruling of May 4, 2021, the Paris Court of Appeal denied the appeal by ABA, in full, upholding the ruling at first instance and, in particular, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000.00 each for legal costs.

With a ruling of May 17, 2023 the French *Cour de Cassation* rejected ABA's appeal, thereby definitively denying the ABA's petition for execution.

Following the favorable ruling of the Court of Appeal, Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments granted to ABA of any receivables of Enel in respect of Enel France. With an order of June 16, 2022, the Court of Paris ordered the release of the precautionary attachments while also ordering ABA to pay Enel a total of about €146,000 in damages and legal costs. ABA challenged the aforementioned release order and the appeal was granted by the Paris Court of Appeal with a decision of May 17, 2023. On June 16, 2023 Enel filed a petition and on December 15, 2023 formally appealed that ruling before the French *Cour de Cassation*.

The Netherlands

In 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands. Following an initial ruling of June 29, 2016, in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it rejected any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. Moreover, having re-analyzed the merits of the case under Albanian law, the Court found no tortious liability on the part of Enel and Enelpower and ordered ABA to reimburse the companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings.

On July 16, 2021 the Supreme Court completely rejected ABA's appeals, ordering it to reimburse court costs.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for a number of precautionary seizures of any receivables of both Enel Group companies in respect of the bank.
In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in Luxembourg. Owing to a number of procedural delays, the proceeding is still in the initial stages and no ruling has been issued. In particular, after several legal representatives appointed by ABA withdrew from the cause, in September 2023 the court suspended the proceeding.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Environmental incentives - Endesa Generación SA - Spain

Following the Decision of November 27, 2017 (the "Decision") of the European Commission on the issue of environmental incentives for thermal power plants, on March 2, 2018 the Commission's Directorate-General for Competition has initiated a formal enquiry pursuant to Article 108, paragraph 2, of the Treaty on the Functioning of the European Union, in order to establish whether the environmental incentive for coal power plants provided for in Spain's Order ITC/3860/2007 represents State aid compatible with the internal market. On April 13, 2018, acting as an interested third party, Endesa Generación submitted comments contesting this interpretation. Subsequently, on September 8, 2021, the appeal of the decision lodged by Gas Natural (now Naturgy) with the General Court of the European Union was denied. The ruling was appealed by Naturgy and EDP España before the Court of Justice of the European Union (CJEU). Endesa Generación filed a request to participate in the proceeding and, with an order of June 1, 2022, the CJEU allowed that participation. Subsequently, following the filing of the ruling of the Advocate General, on December 14, 2023, the CJEU voided both the decision and ruling of the General Court.

Bono Social - Spain

In relation to the various financing schemes for the *Bono Social* adopted by the Spanish government, with ruling no. 212/2022 of February 21, 2022 the *Tribunal Supremo* ruled on the appeals filed by Endesa SA, Endesa Energía SAU and Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) and other companies in the energy sector against the third scheme for financing the *Bono Social*, and for co-financing with government authorities of the supply to vulnerable consumers, envisaged under Article 45, paragraph 4 of Spain's Electricity Industry Law 24/2013, Royal Decree Law 7/2016 of December 23 and Royal Decree 897/2017 of October 6.
With the ruling, the *Tribunal Supremo*, partially allowing the appeals, found that (i) the aforesaid regime was inapplicable; (ii) Articles 12 to 17 of Royal Decree 897/2017 are inapplicable and void, and (iii) the appellants were entitled to be compensated for the amounts paid to finance the *Bono Social* and provide co-financing with government authorities, and to reimbursement of all costs incurred to fulfill the obligations set out in this mechanism, deducting any amounts transferred to customers, where applicable.
In the absence of voluntary compliance by the authorities, on November 10, 2022 the companies filed a petition for enforcement of the ruling, requesting immediate payment of the uncontested part, equal to about €152 million, for financing costs associated with customers in the regulated market, as well as payment of other amounts as quantified in the technical studies prepared by the companies. With an order of May 26, 2023 the *Tribunal Supremo* (i) ordered the government to pay Endesa €152,272,229.83, plus interest, (ii) required the Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITECO) to quantify as soon as possible the additional amounts to be paid to Endesa in respect of (a) costs to finance the *Bono Social* for the free market, deducting any amounts transferred to customers, and (b) investments made to implement the *Bono Social*, and to pay Endesa those amounts, plus interest, within two months. On July 28, 2023, the Secretary of State for Energy (MITECO) announced a resolution that grants Endesa (i) an indemnity of €171.6 million (including interest) for financing costs associated with customers in the regulated market and (ii) an additional indemnity of €6.6 million (including interest) for costs incurred to implement the *Bono Social*. However, the resolution does not provide for any indemnity for the financing costs of the *Bono Social* for the free market. Therefore, on September 18, 2023 Endesa filed arguments supported by technical studies with the *Tribunal Supremo* to demonstrate Endesa's entitlement to be indemnified for the free market segment as well.

"Endesa I and II" industrial relations dispute - Spain

After being signed by the social partners and entering force on January 23, 2020, the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement was published in the Spanish Official Journal (*Boletín Oficial del Estado*) on June 17, 2020, taking full effect.

On December 30, 2020, the *Audiencia Nacional* notified Endesa a new petition for a "collective dispute" initiated by three trade unions with minority representation filed on December 1, 2020, concerning the cancellation of some "derogatory provisions" of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. The plaintiffs claim that the contested "derogatory provisions" would imply the illegitimate abolition of social benefits and economic rights of workers. Endesa considers these provisions to be fully legitimate, in line with the arguments made during proceeding concerning the reduction of social benefits for retired personnel. With a ruling of November 15, 2021, the petitions of the plaintiff unions were rejected, with verification of the legitimacy of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. The ruling was appealed by the trade unions before the *Tribunal Supremo* and the proceeding is currently under way.

Moreover, with reference to the 4th Endesa Collective Bargaining Agreement, on July 7, 2021 the *Tribunal Supremo* issued a definitive ruling denying the appeals lodged by the aforementioned unions against the termination of the agreement by Endesa, affirming that social benefits (including those relating to electricity prices) originate exclusively in the collective bargaining agreements, both for employees currently in service and those who have retired, as well as for their family members, with the consequence that the termination of such agreements produces the general contractual regulation of the conditions established therein for employees currently in service and, for those who have retired and their family members, the definitive extinction of all their rights, until new regulations (which came with the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement). That decision is also definitive for the individual proceeding brought concerning the same issue.

GNL Endesa Generación SA arbitration proceeding I - Spain

In the course of an arbitration proceeding to review the price of a long-term supply contract for liquefied natural gas (LNG) initiated by Endesa Generación SA, the defendant, an LNG production company, filed a counterclaim demanding payment of about $1.283 billion at September 30, 2023. The proceeding was concluded with an award on November 15, 2023, with the partial grant of the counterclaim. Both parties filed petitions for clarification and correction of the award; a decision is pending. Meanwhile, the defendant issued an invoice in the amount of $587 million.

GNL Endesa Generación SA arbitration proceeding II - Spain

In March 2023, a liquefied natural gas (LNG) producer initiated an arbitration proceeding within the context of a proceeding for the revision of the price of a long-term supply contract for LNG against Endesa Generación SA, demanding payment of about $585 million at December 31, 2023. The amount of the claim could be revised depending on market developments in months up to the completion of arbitration proceeding, which is scheduled for the 2nd Half of 2024. The company believes that this counterclaim is unfounded.

Tractebel litigation - Brazil

In 1998 the Brazilian company CIEN (now Enel CIEN) signed an agreement with Tractebel (now Engie Brasil Energia SA) for the delivery of electricity from Argentina through its Argentina-Brazil interconnection line. As a result of Argentine regulatory changes introduced as a consequence of the economic crisis in 2002, Enel CIEN was unable to make the electricity available to Tractebel. In October 2009, Tractebel sued Enel CIEN for alleged breach of contract. Enel CIEN submitted its defense citing force majeure as a result of the Argentine crisis as the main argument. Out of court, Tractebel indicated that it plans to acquire 30% of the interconnection line involved in the dispute. With a ruling of February 16, 2023, the court of first instance denied the grounds of the claim submitted by Tractebel against Enel CIEN. The ruling was appealed by Tractebel on March 20, 2023, but on February 29, 2024 the Court of Appeal upheld the decision at first instance in favor of Enel CIEN. The amount involved in the dispute is estimated at about R$715 million (about €133 million), plus damages to be quantified.
For similar reasons, the company Furnas, in May 2010, had also presented a sue against Enel CIEN for the failure to deliver electricity, requesting payment of about R$571.6 million (about €91 million), plus damages to be quantified, with a claim to acquire 70% of the interconnection line. The trial concluded in favor of Enel CIEN with a sentence issued by the *Tribunal de Justiça*, which became final on October 18, 2019, which rejected all of Furnas' claims.

Cibran litigation - Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) has filed six suits against the Enel Group company Ampla Energia e Serviços SA (today Enel Distribuição Rio de Janeiro) to obtain damages for alleged losses incurred as a result of the interruption of electricity service by the Brazilian distribution company between 1987 and 2002, in addition to non-pecuniary damages. The Court ordered a unified technical appraisal for those cases, the findings of which were partly unfavorable to Enel Distribuição Rio de Janeiro. The latter challenged the findings, asking for a new study, which led to the denial of part of Cibran's petitions. Cibran subsequently challenged the findings of the new study, but without success.
The first suit, regarding the years from 1995 to 1999, was denied in full with a ruling that became definitive on August 24, 2020. With regard to the second case, filed in 2006 and regarding the years from 1987 to 1994, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Enel Distribuição Rio de Janeiro to pay R$96 million (about €23 million) plus interest in pecuniary damages and R$80,000 (about €19,000) in non-pecuniary damages. On November 6, 2019, the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro issued a ruling granting Enel Distribuição Rio de Janeiro's petition, and denying all of Cibran's claims. Subsequently, all the appeals submitted by Cibran between 2019 and 2022 were denied in full and, accordingly, the decision of November 6, 2019 in favor of Enel Distribuição Rio de Janeiro became final on March 24, 2023.
The remaining four suits for the years 2001 and 2002, which had been suspended pending the decision concerning the petition filed in 2006, are waiting to be taken up again. The value of all the disputes is estimated at about R$729 million (about €131 million).

Coperva litigation - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Coelce Companhia Energética do Ceará SA (today Enel Distribuição Ceará), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by Enel Distribuição Ceará, which was also required to maintain the networks.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances, did not specifically identify the grids governed by the agreements, which prompted a number of the cooperatives to sue Enel Distribuição Ceará asking for, among other things, a revision of the fees agreed.

These proceedings include: (a) the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) with a value of about R$475 million (about €89 million). Enel Distribuição Ceará was granted rulings in its favor from the trial court and the Court of Appeal, but Coperva filed an appeal (*embargo de declaração*) based on procedural issues, which was also denied by the Court of Appeal in a ruling of January 11, 2016. On February 3, 2016, Coperva lodged an extraordinary appeal before the *Tribunal Superior de Justiça* (TSJ) against the ruling on the merits, which was granted on November 5, 2018 for the ruling issued in the previous appeal (*embargo de declaração*). On December 3, 2018, Enel Distribuição Ceará filed an appeal (*agravo interno*) against this ruling of the TSJ and the proceeding is currently pending; and (b) the suit filed by Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) with a value of about R$285 million (about €53 million): in the suit COERCE requested a revision of the fee agreed for the use of its grids to be calculated on the basis of 2% of their value. The judgment is pending before the court of first instance, pending the performance of an engineering appraisal.

ANEEL litigation - Brazil

In 2014, Eletropaulo (today Enel Distribuição São Paulo) initiated an action before the Brazilian federal courts seeking to void the administrative measure of the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL, the national electricity agency), which in 2012 retroactively introduced a negative coefficient to be applied in determining rates for the following regulatory period (2011-2015). With this provision, ANEEL ordered the restitution of the value of some components of the network previously included in rates because they were considered non-existent and denied Enel Distribuição São Paulo's request to include additional components in rates. The administrative measure of ANEEL was challenged and on September 9, 2014, it was suspended on a precautionary basis. The first-instance proceeding has concluded and we are awaiting the decision. The value of the suit is about R$1,3 billion (about €245 million).

Endicon - Brazil

On October 17, 2021 Endicon (former Enel service provider in Brazil) filed a lawsuit against Enel Distribuição Rio de Janeiro and Enel Distribuição Ceará in which it seeks total damages of approximately R$500 million (about €93 million) for pecuniary and non-pecuniary damages incurred in connection with certain events allegedly attributable to Group companies, which occurred during the execution of the contracts and from the abusive exercise of contractual rights by the latter, which is alleged to have produced a loss on the management of the contracts. Following the revocation on May 10, 2022 of the precautionary measure that had been previously notified to the companies, on December 2, 2021, Enel Distribuição Rio de Janeiro and Enel Distribuição Ceará presented their defenses in the proceedings on the merits, and the evidentiary stage of the first-instance proceeding is continuing.

Socrel - Brazil

Enel Distribuição São Paulo has been sued by Serviços de Eletricidade and Telecomunicações Ltda (Socrel) for damages for losses caused by an alleged unlawful termination of contract by the Group company that involved a series of contracts between the parties, which would have caused Socrel's liquidity crisis. Following an expert report issued during the proceedings, Socrel's request was quantified at R$321 million (about €61 million). With the ruling of March 27, 2023, the *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* denied the entire substance of the Socrel claim. Socrel challenged the ruling, which was overturned with a ruling of November 7, 2023 and remanded for trial at first instance to hear oral evidence not allowed in the first proceeding.

Extraordinary 2022 rate revision (Ceará) - Brazil

On April 19, 2022, the *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) issued resolution no. 3.026/2022 with which it authorized an average 24.85% rate increase for 2022 for the electricity distribution services performed by Enel Distribuição Ceará. Both private individuals and public institutions have challenged this resolution before the Federal Regional Court of the district of Ceará, for a total of six proceedings requesting, on precautionary basis, the cancellation of the effects of the resolution and, on a permanent basis, the voidance of the resolution itself, arguing that the rate increase is illegitimate. In all proceedings, Enel Distribuição Ceará has contested the petitioners' claims, arguing the legitimacy of the rate adjustment. On June 21, 2022, the Federal Regional Court rejected the precautionary request and joindered the six proceedings in a single proceeding in consideration of fact that the relief sought and the cause of action are the same. On September 23, 2022, Enel Distribuição Ceará also submitted that, as a result of certain subsequent legislative measures, the rate had been reduced following an extraordinary rate review and a reduction in taxes. The ruling remains pending. The estimated value of the proceeding has not been determined. Moreover, on July 31, 2023, an additional action was filed by one of the public petitioners with the Federal Regional Court for reasons connected with the previous actions, arguing that the rate increase was excessive in relation to the poor quality of service provided and alleged contractual breaches, as well as asking for collective non-pecuniary damages of about R$55 million (about €10.6 million).

CTEEP - Brazil

On March 16, 2021 Enel Distribuição São Paulo (formerly Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA - Eletropaulo) filed a debt collection action before the *Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo* in the amount of about R$1.5 billion against the transmission system operator ISA CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP) as the original debtor for a liability arising prior to the privatization of Eletropaulo, against Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras), which had initially been paid by Eletropaulo to the latter as part of a settlement agreement. With a decision of September 26, 2023, the competent Court of Appeal upheld the ruling at first instance, which had denied Enel Distribuição São Paulo's claim, also quantifying the defense's legal costs due for losing the cast at 13% of the present value of the claim, for an amount equal, at December 2023, to about R$365 million (about € 68 million). With a ruling of January 12, 2024 the Court of Appeal denied the appeal of that decision by Enel Distribuição São Paulo. On February 23, 2024 the company also appealed the latter ruling before the higher courts.

Black-out November 2023 São Paulo - Brazil

Following the severe weather events that on November 3, 2023 hit the concession area of Enel Distribuição São Paulo (ED SP), on December 31, 2023, 341 individual actions and 6 collective actions were filed by representatives of municipalities, unions, political parties, the public prosecutor and the public defender's office requesting the grant of precautionary measures, the provision of assistance by ED SP, the provision of information/documentation, the maintenance of distribution service levels and the payment of individual and collective pecuniary and non-pecuniary damages to be determined in court. At December 31, 2023, the overall value of the individual actions was about R$6.2 million (about €1.2 million) while the value of the collective actions was undetermined.

Black-out November 2023 Rio de Janeiro - Brazil

Following the severe weather events that on November 18, 2023 hit the concession area of Enel Distribuição Rio de Janeiro (ED RJ), on December 31, 2023, 3,308 individual actions and 16 collective actions were filed by representatives of municipalities, the public prosecutor and the public defender's office requesting the grant of precautionary measures, the provision of assistance by ED RJ, the provision of information/documentation, the maintenance of assistance measures and the payment of individual and

collective pecuniary and non-pecuniary damages to be determined in court. At December 31, 2023 the overall value of the individual actions was about R$61.3 million (about €11.4 million) while the value of the collective actions was undetermined.

GasAtacama Chile - Chile

In January 2020, the appeal proceeding was completed for the administrative fine levied in August 2016 by the *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (SEC) against GasAtacama Chile (now Enel Generación Chile) concerning the information provided to the CDEC- SING (*Centro de Despacho Económico de Carga*) in relation to the variables of the Technical Minimum and the Minimum Operation Time at the Atacama power station. Upon completion of the proceeding, the amount of the fine was reduced from approximately $6 million to about $432,000 and the amount was paid by the company.
In relation to the issue mentioned above, a number of operators of the *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), including Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA and Engie Energía Chile SA, sued GasAtacama Chile in 2017 seeking damages for a total amount of about €189 million. On October 17, 2023, the Civil Court of Santiago issued a ruling partially upholding the plaintiffs' petitions in an amount to be quantified at a subsequent stage of the proceeding. On October 31, 2023 the ruling was challenged by all the defendants and the appeal proceeding is pending. The company and its external legal counsel feel that the likelihood of the plaintiffs' claim being upheld on appeal is remote.

Compañía Minera Arbiodo - Chile

In 2016, Compañía Minera Arbiodo and Ingenieros Asesores Limitada filed a suit against the *Ministerio de Bienes Nacionales*, the *Ministerio de Energía*, the *Ministerio de Minería* (together, the "Ministry"), the *Servicio Nacional de Geología y Minería* (Sernageomin), Enel Green Power Chile (EGP Chile) and Parque Eólico Taltal SA seeking damages for alleged losses incurred as a result of presumed violations of mining rights to the soil underneath the land on which the Taltal wind farm, which was built under a ministerial concession granted in 2012, is located.
With decision of December 6, 2023, the Civil Court of Santiago ordered Parque Eólico Taltal and EGP Chile, jointly and severally with Sernageomin, to pay an amount of about 346 billion Chilean pesos (equal to about €367 million) in favor of the plaintiffs.
The decision was challenged by the Group companies on December 22, 2023 and the appeal proceeding is pending. The companies and their external legal counsel feel that the likelihood of the plaintiffs' claim being upheld on appeal is remote.

El Quimbo - Colombia

A number of legal actions ("*acciones de grupo*" and "*acciones populares*") brought by residents and fishermen in the affected area are pending with regard to the El Quimbo project for the construction by Emgesa (now Enel Colombia) of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first collective action, currently in the preliminary stage, was brought by around 1,140 residents of the municipality of Garzón, who claim that the construction of the plant would reduce their business revenue by 30%. A second action was brought, between August 2011 and December 2012, by residents and businesses/associations of five municipalities of Huila claiming damages related to the closing of a bridge (Paso El Colegio). With regard to *acciones populares*, or class action lawsuits, in 2008 a suit was filed by a number of residents of the area demanding, among other things, that the environmental permit be suspended. As part of this action, on September 11, 2020, the Huila Court issued a partially unfavorable ruling against Emgesa, sentencing it to fulfill the obligations already provided for in the environmental license. Both the *Autoridad Nacional de Licencias Ambientales* (ANLA) and Emgesa challenged this decision before the Council of State. On September 20, 2022, ANLA's appeal was denied because it had been filed late. The proceeding continues in relation to Emgesa's appeal.

Another *acción popular* was brought by a number of fish farming companies over the alleged impact that filling the Quimbo basin would have on fishing in the Betania basin downstream from Quimbo. After a number of precautionary rulings, on February 22, 2016, the Huila Court issued a ruling allowing generation to continue for six months. The court ordered Emgesa to prepare a technical design that would ensure compliance with oxygen level requirements and to provide collateral of about 20,000,000,000 Colombian pesos (about €5.5 million). The Huila Court subsequently extended the six-month time limit, and therefore, in the absence of contrary court rulings the Quimbo plant is continuing to generate electricity as the oxygenation system installed by Emgesa has so far demonstrated that it can maintain the oxygen levels required by the court. On March 22, 2018, ANLA and CAM jointly presented the final report on the monitoring of water quality downstream of the dam of the El Quimbo hydroelectric plant. Both authorities confirmed the compliance of Emgesa with the oxygen level requirements. On January 12, 2021, it was learned that the ruling of first instance of the Court of Huila had been issued. The ruling, while acknowledging that the oxygenation system implemented by Emgesa had mitigated the risks associated with the protection of fauna in the Bethany basin, imposed a series of obligations on the environmental authorities involved, as well as on Emgesa itself. In particular, the latter is required to implement a decontamination project to ensure that the water in the basin does not generate risks for the flora and fauna of the river, which will be subject to verification by ANLA, and to make permanent the operation of the oxygenation system, adapting it to comply with the parameters established by ANLA. On March 4, 2021, Emgesa challenged the appeal ruling before the Council of State. On December 31, 2021, the Council of State ruled that Emgesa's appeal was admissible. The proceeding is continuing at the appeal level.

Nivel de Tensión Uno proceedings - Colombia

This dispute involves an "*acción de grupo*" brought by Centro Médico de la Sabana hospital and other parties against Codensa (now Enel Colombia) seeking restitution of allegedly excess rates. The action is based upon the alleged failure of Codensa to apply a subsidized rate that they claim the users should have paid as *Tensión Uno* category users (voltage of less than 1 kV) and owners of infrastructure, as established in Resolution no. 82/2002, as amended by Resolution no. 97/2008. The preliminary stage has been completed and a ruling is pending. The estimated value of the proceeding is about 337 billion Colombian pesos (about €96 million).

Group actions for flooding in Bosa and Kennedy neighborhoods of Bogotá - Colombia

Emgesa SA (now Enel Colombia SA) was sued with an "*acción de grupo*" brought by the residents of the Bosa and Kennedy neighborhoods of Bogotá (Colombia) seeking damages for flooding that occurred in 2010 and 2011 after the Bogotá overflowed its banks. The proceeding is at the preliminary stage. The estimated value of the proceeding is about 2.2 billion Colombian pesos (about €518 million).

Kino arbitration - Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel) were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration. Enel – which is the guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor and Kino Facilities under the above contracts – has also been called into the arbitration proceeding, but no specific claims have been filed against it for the moment.

The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (which is controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec) and CKD Infraestructura México SA de Cv.

On August 4, 2023, the arbitration ruling was notified. The arbitration board declared that it did not have jurisdiction against Enel SpA and, in partially granting the claim of the Project Companies, ordered Kino Contractor and Kino Facilities (now Enel Services Mexico SA de Cv - Enel Services) to pay penalties totaling about $77 million, plus interest at an annual rate of 6%. Subsequently, Kino Contractor and Enel Services filed a petition requesting correction of the arbitration award, which was partially granted, and, on December 13, 2023, they filed a petition to void the award before the Mexican courts. The proceeding is pending.

In December 2023, the Project Companies filed a suit before the Supreme Court of the State of New York against Enel, in its capacity as guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor, to request payment due by the latter under the provisions of the arbitration award. The substance and legal grounds of the suit are being contested in full and the proceeding is pending.

Allianz - North America

On May 18, 2022, High Lonesome Wind Project LLC was sued in New York Superior Court by Allianz Risk Transfer Ltd for about $203 million concerning an alleged liability accrued by the company, as of February 2021, in connection with a Proxy Revenue Swap. The claim is being contested in its entirety. The proceedings are currently pending before the Southern District Court in New York.

Osage Wind - North America

As part of a lawsuit filed by the United States (in its capacity as trustee of the Osage Nation) and the Osage Mineral Council against Enel Green Power North America, Enel Kansas LLC and Osage Wind LLC, on December 20, 2023 a ruling of the Oklahoma District Court ordered the removal of the wind farm and the continuation of the proceeding for damages, which were quantified by the plaintiffs in the amount of at least $25 million. The proceeding is continuing at first instance and the plaintiffs' claims have been contested. The ruling, which is not final, will be appealed at the appropriate time.

Gastalsa - Peru

In February 2022, Enel Generación Piura SA (EGPIURA) learned of a precautionary measure issued by the Civil Court of Talara of the Superior Court of Justice of Sullana (*Juzgado Civil de Talara de la Corte Superior de Justicia de Sullana*) in favor of Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) which orders the *Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas*, the *Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería* (OSINERGMIN) and the Ministry of Energy to (i) restore the natural gas concession of the Parinas district in favor of Gastalsa; and (ii) proceed with the upgrade and transfer of the pipeline owned by EGPIURA (which supplies natural gas to the Malacas thermal power station) to Gastalsa. That precautionary measure was a consequence of the ruling issued by the Court of Talara partially granting a claim filed by Gastalsa requesting to revoke the measure that canceled the concession granted to Gastalsa and the consequent transfer of the gas pipeline owned by EGPIURA to Gastalsa itself.

On August 2, 2022, the *Sala Civil de la Corte Superior de Justicia de Sullana* ruled against Gastalsa in the second-level appeal, referring the case to the court of first instance for a new decision. As a result of that decision, on September 9, 2022, the precautionary measure issued earlier was revoked.

In the meantime, in July 2022, the Constitutional Court had granted the petition of the system operator, an interested third party, acknowledging that the original petition of Gastalsa had been filed after the time limit. On January 24, 2023 the Constitutional Court

also denied the appeal of that measure, which has thus become final, and ordered the Court of Appeal to issue a new decision concerning the forfeiture of the petition.
With a ruling of June 27, 2023, the Court of Appeal denied the claim of forfeit advanced by an affected third party, while with a decision of July 25, 2023 the court of first instance revoked the suspension of the proceeding that had been ordered and took up the case for a decision. With a measure of September 15, 2023, the court found the claim that the provision was null raised by EGPIURA and the other party was unfounded and scheduled oral arguments for September 25, 2023. EGPIURA and the other party in the proceeding appealed that ruling with the Court of Appeal, which, with decision of January 20, 2024, revoked the appealed measure and remanded the suit for trial at first instance. A decision is pending.
In the meantime, on August 9, 2023 EGPIURA also filed an appeal with the Superior Court of Justice of Lima against the decision of June 27, 2023 of the Court of Appeal, arguing that it conflicted with the ruling of the Constitutional Court of January 24, 2023. The hearing to argue the case is scheduled for August 7, 2024.

Gabčikovo litigation – Slovakia

Slovenské elektrárne (SE) is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčikovo hydroelectric plant, which is administered by Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik (VV) and whose operation and maintenance, as part of the privatization of SE in 2006, had been entrusted to SE for a period of 30 years under an operating agreement (the VEG Operating Agreement).
Immediately after the closing of the privatization, the Public Procurement Office (PPO) filed suit with the Court of Bratislava seeking to void the VEG Operating Agreement on the basis of alleged violations of the regulations governing public tenders, qualifying the contract as a service contract and as such governed by those regulations. In November 2011 the trial court ruled in favor of SE, whereupon the PPO appealed the decision.
In parallel with the PPO action, VV also filed a number of suits, asking in particular for the voidance of the VEG Operating Agreement. On December 12, 2014, VV withdrew unilaterally from the VEG Operating Agreement, notifying its termination on March 9, 2015, for breach of contract. On March 9, 2015, the decision of the appeals court overturned the ruling of the trial court and voided the contract as part of the action pursued by the PPO. SE lodged an extraordinary appeal against that decision before the Supreme Court. At a hearing of June 29, 2016, the Supreme Court denied the appeal and SE then appealed the ruling to the Constitutional Court, which denied the appeal with a ruling on January 18, 2017, which then became final.
In addition, SE lodged a request for arbitration with the Vienna International Arbitral Centre (VIAC) under the VEG Indemnity Agreement. Under that accord, which had been signed as part of the privatization between the National Property Fund (now MH Manazment - MHM) of the Slovak Republic and SE, the latter was entitled to an indemnity in the event of the early termination of the VEG Operating Agreement for reasons not attributable to SE. On June 30, 2017, the arbitration court issued its ruling denying the request of SE.
In parallel with this arbitration proceeding, both VV and MHM filed two suits in the Slovakian courts to void the VEG Indemnity Agreement owing to the alleged connection of the latter with the VEG Operating Agreement. These proceedings were rejected for procedural reasons on September 27, 2017. Both VV and MHM appealed that decision, and both the appeals were denied upholding the trial court decision in favor of SE. VV filed a further appeal (*dovolanie*) against that decision on March 9, 2020, with the Supreme Court, to which SE replied with a brief submitted on June 8, 2020. SE also filed an appeal before the Slovak Constitutional Court, which was denied on July 29, 2021. On March 24, 2021, the Supreme Court overturned the decision of the Bratislava Court of Appeal, referring the judgment to the latter court, and the proceeding is currently pending.
At the local level, VV has also filed other suits against SE for alleged unjustified enrichment (estimated at about €360 million plus interest) for the period from 2006 to 2015. SE filed counterclaims for all of the proceedings under way. Developments in those proceedings can be summarized as follows:
(i) for 2006-2008, at the hearing of June 26, 2019, the Court of Bratislava rejected VV's main claim and, consequently, SE's counterclaim. The ruling in first instance was appealed by both parties before the Court of Appeal of Bratislava. The proceedings relating to 2006 were completed with the decision of December 6, 2022, notified to SE on February 18, 2023, which upheld the ruling in first instance. In April 2023, both SE and VV filed extraordinary appeals before the Supreme Court against the Court of Appeal ruling and the proceeding is pending. As regards the proceedings relating to 2007, the Court of Appeal, in a ruling dated January 31, 2023, notified to SE on April 12, 2023, voided the decision of first instance, referring the

case back to the Court of Bratislava for a new judgment. The first hearing was held on January 8, 2024 and the proceeding was adjourned to a hearing scheduled for September 11, 2024. The proceedings relating to 2008 are still pending;

(ii) the proceedings relating to the years 2011 and 2015 are all pending before the court of first instance and briefs have been exchanged between the parties. For both proceedings, hearings before the court of first instance were postponed several times owing to the pandemic and are now postponed to dates to be determined;

(iii) the proceedings relating to the years 2009, 2010 and 2013 were completed in the court of first instance with ruling issued by the Court of Bratislava on, respectively, November 24, 15 and 22, 2022, rejecting both VV's claim and SE's counterclaim. Between December 2022 and January 2023 both SE and VV filed appeals against the rulings relating to the years 2009, 2010 and 2013, and the proceeding is now pending. The proceedings relating to 2014 were completed at first instance with a ruling of the Court of Bratislava of October 10, 2023, which has not yet been published, rejecting the primary claim of VV and, consequently, the counterclaim of SE;

(iv) as regards the proceeding relating to the year 2012, on February 2, 2023 SE was notified of the appeal ruling upholding the ruling of first instance denying of both VV's claim and SE's counterclaim. Both VV and SE, on March 17, 2023 and March 31, 2023, respectively, have filed an extraordinary appeal with the Supreme Court against the appellate ruling and the proceeding is pending.

Finally, in another proceeding VV asked for SE to return the fee for the transfer from SE to VV of the technology assets of the Gabčíkovo plant as part of the privatization, with a value of about €43 million plus interest. After issuing a preliminary decision on the case in which it noted the lack of standing of VV, on December 18, 2020, the Court issued a decision in favor of SE, rejecting VV's claims. On January 4, 2021, VV filed an appeal against that decision, and the proceeding is pending.

Tax litigation in Brazil

Withholding Tax - Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" - FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.

However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.

In December 2005, Ampla carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations to Ampla Investimentos e Serviços SA.

On November 6, 2012, the *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Ampla, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Ampla was notified of the denial of the request for clarification (*embargo de declaração*), thereby upholding the previous adverse decision. The company provided security for the debt and on June 27, 2014 continued litigation before the ordinary courts (*Tribunal de Justiça*).

In December 2017, the court appointed an expert to examine the issue in greater detail in support of the future ruling. In September 2018, the expert submitted a report, requesting additional documentation.

In December 2018, the company, now Enel Distribuição Rio de Janeiro, provided the additional documentation and, in view of the conclusions presented by the expert, requested a further expert opinion. The case has been referred to the expert for clarifications regarding the position expressed by the company.

In July 2021, the supplementary report was filed by the expert in which the existence of the loan agreements was acknowledged and the bond loan was terminated, both for the principal amount and for interest, mainly through a capital increase. The company, called to pronounce on the report filed, requests the full cancellation of the tax debt.

The amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €270 million.

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo

In March 2017, the *Supremo Tribunal Federal* of Brazil (STF) ruled on the calculation of the PIS and COFINS taxes, confirming the argument that the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) tax was not included in the calculation basis of the PIS and COFINS.

In May 2021, the STF established that the ruling would have effect from the judgment of March 2017, except for taxpayers who had filed an appeal before that date.

The Group's Brazilian companies affected by the STF ruling had already initiated legal action in their respective federal regional courts. Subsequently, the latter notified them of the final decision, recognizing the right to deduct the ICMS applied to their operations from the calculation basis of the PIS and COFINS. Since the excess payment of the PIS and COFINS taxes had been transferred to final customers, at the same time as the recognition of these recoverable taxes, a liability in respect of those customers was recognized in the same amount, net of any costs incurred or to be incurred in the legal proceedings. These liabilities represent an obligation to reimburse the recovered taxes to final customers.

In this regard, Enel Distribuição São Paulo initiated two proceedings that led to rulings in its favor. These regarded the periods from December 2003 to December 2014 and from January 2015 onwards. With regard to the second proceeding, the Federal Union filed an action of rescission against the company, disputing the fact that part of the period in question (prior to March 2017) would be adversely impacted by the STF ruling of May 2021.

In May 2022, the company challenged this action and will defend its actions through the various levels of the court system. During 2023, following an adverse ruling at the appeal level, the company filed a new appeal seeking clarification of the ruling.

The estimated amount involved in the proceeding at December 31, 2023 was about €235 million.

IRPJ/CSLL – Eletropaulo

On October 5, 2021, Eletropaulo received an assessment notice from the Brazilian tax authorities contesting the deductibility for income tax purposes (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ and *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL) of the amortization of the increased values generated by extraordinary corporate transactions carried out before the acquisition of the company by the Enel Group. The contested period runs from 2017 to 2019.

Considering its position sound, the company presented its defense at the first level of administrative adjudication.

The amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €158 million.

PIS - Eletropaulo

In July 2000, Eletropaulo filed suit seeking a tax credit for PIS (*Programa Integração Social*) paid in application of regulations (Decree Laws 2.445/1988 and 2.449/1988) that were subsequently declared unconstitutional by the *Supremo Tribunal Federal* (STF). In May 2012, the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) issued a final ruling in favor of the company that recognized the right to the credit.

In 2002, before the issue of that favorable final ruling, the company had offset its credit against other federal taxes. This behavior was contested by the federal tax authorities but the company, claiming it had acted correctly, challenged in court the assessments issued by the federal tax authorities. Following defeat at the initial level of adjudication, the company appealed.

The amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €134 million.

ICMS - Ampla, Coelce and Eletropaulo

The States of Rio de Janeiro, Ceará and São Paulo issued a number of tax assessments against Ampla Energia e Serviços SA (for the years 1996-1999 and 2007-2017), Companhia Energética do Ceará (2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 and 2018) and Eletropaulo (2008-2021), challenging the deduction of ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) in relation to the purchase of certain non-current assets. The companies challenged the assessments, arguing that they correctly deducted the tax and asserting that the assets, the purchase of which generated the ICMS, are intended for use in their electricity distribution activities.
The companies are continuing to defend their actions at the various levels of adjudication.
The amount involved in the disputes totaled approximately €106 million at December 31, 2023.

Withholding Tax - Endesa Brasil

On November 4, 2014, the Brazilian tax authorities issued an assessment against Endesa Brasil SA (now Enel Brasil SA) alleging the failure to apply withholding tax to dividends, reclassified as payment of income to non-resident recipients.
More specifically, in 2009, Endesa Brasil, as a result of the first-time application of the IFRS, had derecognized goodwill, recognizing the effects in equity, on the basis of the correct application of the accounting standards it had adopted. The Brazilian tax authorities, however, asserted – during an audit – that the accounting treatment was incorrect and that the effects of the derecognition should have been recognized through profit or loss. As a result, the corresponding amount (about €202 million) was reclassified as a payment of income to non-residents and, therefore, subject to withholding tax of 15%.
It should be noted that the accounting treatment adopted by the company was agreed with the external auditor and also confirmed by a specific legal opinion issued by a local firm.
Following unfavorable rulings from the administrative courts, the company is continuing to defend its actions in court and the appropriateness of the accounting treatment.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2022 was about €77 million.

ICMS - Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA over the years (for tax periods 2015-2018), as well as against all other energy distributors in Brazil, demanding the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) on the subsidies paid by the Federal government against the regulatory discounts granted to certain consumers.
The company has appealed the individual assessments and is defending its actions in the various levels of jurisdiction.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €69 million.

PIS/COFINS - Eletropaulo

Starting from June 2017, the Federal Tax Authority served a number of tax assessment notices against Eletropaulo (for the 2013-2018 tax periods) contesting the offsetting of tax credits relating to social security contributions (PIS and COFINS), requesting the payment of those contributions.
The tax authorities argue that the company has claimed PIS and COFINS credits for the purchase of goods and services that cannot be considered fiscally relevant since they are not essential for the distribution of electricity. Furthermore, it disputes the claim of a tax credit associated with "non-technical" losses on the electricity purchased.
The company has promptly defended the accuracy of its calculations in the various levels of jurisdiction and argued the validity of the offsets claimed.
The estimated amount involved in the proceeding at December 31, 2023 was about €55 million.

ICMS (pro-rata) - Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA over the years (for tax periods from 2005 to 2014), contesting the determination of the deductible portion of the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, tax on the circulation of goods and services) and in particular the method of calculation of the pro-rata deduction with reference to the revenue deriving from the application of a special rate envisaged by the Brazilian government for the sale of electricity to low-income households (*Baixa Renda*).
The company has appealed the individual assessments, arguing that the tax deduction was calculated correctly. The company is defending its actions in the various levels of jurisdiction.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €52 million.

PIS - Eletropaulo

In December 1995, the Brazilian government increased the rate of the federal PIS (*Programa Integração Social*) tax from 0.50% to 0.65% with the issue of a provisional measure (Executive Provisional Order).
Subsequently, the provisional measure was re-issued five times before its definitive ratification into law in 1998. Under Brazilian legislation, an increase in the tax rate (or the establishment of a new tax) can only be ordered by law and take effect 90 days after its publication.
Eletropaulo therefore filed suit arguing that an increase in the tax rate would only have been effective 90 days after the last Provisional Order, claiming that the effects of the first four provisional measures should be considered void (since they were never ratified into law). This dispute ended in April 2008 with recognition of the validity of the increase in the PIS rate starting from the first provisional measure.
In May 2008, the Brazilian tax authorities filed a suit against Eletropaulo to request payment of taxes corresponding to the rate increase from March 1996 to December 1998. Eletropaulo has fought the request at the various levels of adjudication, arguing that the time limit for the issue of the notice of assessment had lapsed. In particular, since more than five years have passed since the taxable event (December 1995, the date of the first provisional measure) without issuing any formal instrument, the right of the tax authorities to request the payment of additional taxes and the authority to undertake legal action to obtain payment have been challenged.
In 2017, following the unfavorable decisions issued in previous rulings, Eletropaulo filed an appeal in defense of its rights and its actions with the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) and the *Supremo Tribunal Federal* (STF). The proceedings are still pending while the amounts subject to dispute have been covered by a bank guarantee.
With regard to the request of the Office of the Attorney General of the Brazilian National Treasury Department to replace the bank guarantee with a deposit in court, the court of second instance granted the petition. The company therefore replaced the bank guarantee with a cash deposit and filed a clarification motion against the related decision, which is currently awaiting a decision.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €48 million.

FINSOCIAL - Eletropaulo

Following a final ruling issued by the Federal Regional Court on September 11, 2011, Eletropaulo was recognized the right to compensation for certain FINSOCIAL credits (social contributions) relating to sums paid from September 1989 to March 1992.
Despite the expiration of the relative statute of limitations, the Federal Tax Authority contested the determination of some credits and rejected the corresponding offsetting, issuing tax assessments that the company promptly challenged in the administrative courts, defending the legitimacy of its calculations and actions.
After an unfavorable ruling at first instance, the company filed an appeal before the administrative court of second instance.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €48 million.

Tax litigation in Spain

Income tax - Enel Iberia, Endesa and subsidiaries

In 2018, the Spanish tax authorities completed a general audit involving the companies of the Group participating in the Spanish tax consolidation mechanism. This audit, which began in 2016, involved corporate income tax, value added tax and withholding taxes (mainly for the years 2011 to 2014).

With reference to the main claims, the companies involved have challenged the related assessments at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the correctness of their actions.

On April 4, 2022, the TEAC rejected the appeal and the companies are continuing to defend their actions in court (*Audiencia Nacional*).

With regard to the disputes concerning corporate income tax, the issues for which an unfavorable outcome is considered possible amounted to about €134 million at December 31, 2023:

(i) Enel Iberia is defending the appropriateness of the criterion adopted for determining the deductibility of capital losses deriving from stock sales (around €88 million) and certain financial expense (around €15 million);

(ii) Endesa and its subsidiaries are mainly defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial expense (about €25 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €6 million).

In 2021, the Spanish tax authorities completed a new general audit for the years 2015 to 2018. The companies involved have challenged the related assessments at the first administrative level (TEAC), defending the correctness of their actions.

With reference to the main claims concerning corporate tax and regarding the deductibility of certain financial expense, the dispute that could produce an adverse ruling amounts to about €226 million at December 31, 2023 (Enel Iberia €213 million; Endesa SA €13 million).

Income tax - Enel Green Power España SL

On June 7, 2017, the Spanish tax authorities issued a notice of assessment to Enel Green Power España SL, contesting the treatment of the merger of Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) into Enel Green Power España SL in 2011 as a tax neutral transaction, asserting that the transaction had no valid economic reason.

On July 6, 2017, the company appealed the assessment at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the appropriateness of the tax treatment applied to the merger. The company has provided the supporting documentation demonstrating the synergies achieved as a result of the merger in order to prove the existence of a valid economic reason for the transaction. On December 10, 2019, the TEAC denied the appeal and the company is continuing to defend its actions in court (*Audiencia Nacional*).

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2023 was about €98 million.

58. Environmental programs

Some Group companies are affected by national or supranational environmental regulatory standards designed to develop the use of environmental protection mechanisms in accordance with the environmental policies of the European Union and global international agreements.

58.1 Terms and nature of environmental programs

The main environmental programs affecting Group companies are summarized in the following table in accordance with ESMA Public Statement of October 25, 2023 – Priority 1: Climate-related matters.

Program	Terms of the mechanism	Nature
EU ETS[78]	The scheme, which applies in all EU countries, sets an annual cap on emissions that is being progressively reduced to bring down the total emissions in Europe. The fourth trading period (2021-2030) has been tightened up as part of the EU's contribution to the Paris Climate Agreement. At the annual cap correspond a specific number of allowances (for each authorized industrial plant) that are granted, through participation in auctions or for free, by the competent local authority, freely transferable and traded between operators. The obliged companies shall surrender several allowances equivalent to their polluting emissions for each reporting period.	Mandatory by law "cap and trade" scheme. Within the Group, CO_2 allowances are applicable to the thermal power generation companies operating in Italy and Spain. In those countries in which the Group is engaged in thermal power generation activity, European regulations have required that EU Allowances (EUAs) are assigned via auction, and they are not granted for free.
Energy efficiency certificates	The scheme has the objective to reduce the energy consumption by end-users through various measures developed in application of European Union Directives and by national laws. These marketable certificates are issued, over a period of several years, by the competent local authorities to companies that carry out directly or indirectly initiatives/projects to improve energy efficiency. At the end of the period, obliged companies are required to present certificates corresponding to their obligatory energy savings.	Mandatory by law. The Group currently holds energy efficiency certificates in Italy and Spain where the obliged companies are, respectively, electricity distribution and sale companies.
Guarantees of origin (GoOs)	This European scheme has the objective to encourage use of energy produced from renewable sources. These certificates are issued by the competent local authorities to renewable generation plants that meet specific standards. They are marketable and traded, also separately from the electricity to which they refer, during their term of validity until they are cancelled by the issuer at the request of the user of the certificates.	This mechanism currently affects the Group Italian and Spanish sale companies that have an obligation to surrender a certain volume of GoOs depending on the level of sales to customers.
Renewable Energy Certificates (RECs)	These certificates are granted in countries outside Europe to renewable energy generation companies to prove that consumed electricity has been generated in a renewable way. The functioning of this scheme is analogous to European GoOs.	This mechanism is voluntary and currently affects some Group companies in North and Latin America.

58.2 Accounting policies

For the purposes of accounting for charges arising from such regulatory requirements, the Group uses the "net liability approach".

Under this accounting policy:

- any environmental certificates received free of charge and those self-produced as a result of Group's operations that will be used for compliance purposes are recognized at nominal value (nil);
- charges incurred for obtaining (in the market or in some other transaction for consideration) any missing certificates to fulfil compliance requirements for the reporting period are recognized through profit or loss under other operating costs, as they represent "system charges" consequent to compliance with a regulatory requirement;
- if the number of environmental certificates available at the reporting date is not sufficient to fulfill the related obligation (a certificate "deficit"), a provision is accrued under "provisions for risks and charges". Conversely, any "surplus" of certificates purchased at the reporting date is recognized in "inventories" in accordance with the general principles referred to in note 2.2 "Material accounting policies".

Some types of environmental certificates accrue in proportion to:

[78] European Emissions Trading System.

- electricity generated by plants that use renewable resources (for example, guarantees of origin and renewable energy certificates);
- energy savings certified by the competent authority (energy efficiency certificates).

In these cases, the right to obtain such certificates can be treated as a non-monetary government operating grant and, as such, the Group recognizes that right at fair value under "other non-current/current non-financial assets". When the certificates are credited to the ownership account, they are reclassified from other assets to inventories.

The corresponding income is recognized under other operating profit.

For Group companies involved in trading activities, environmental certificates represent goods exchanged as part of their normal business activity and, as such, the purchased certificates are recognized under "services and other materials".

Revenue from the sale of such certificates is recognized under "revenue", with a corresponding decrease in inventories.

Contracts for the purchase or sale of environmental certificates settled at a future date (for example, forward contracts, etc.) that comply with the definition of derivative are recognized and measured in accordance with the "own use exemption", at fair value through profit or loss, or with hedge accounting rules based on specific circumstances. For further details, please see note 51 "Derivatives and hedge accounting".

58.3 Financial impact

Charges for environmental certificates

The following table reports system charges recognized by obligated Group companies in respect of the certificates necessary to meet compliance obligations for the year based on national and supranational regulations.

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Charges for environmental certificates				
System charges – Emissions allowances	2,038	2,216	(178)	-8.0%
System charges – Energy efficiency certificates	244	182	62	34.1%
System charges – Guarantees of origin	321	112	209	-
Total	**2,603**	**2,510**	**93**	**3.7%**

The increase in costs for environmental certificates compared with the previous year is mainly attributable to the increase in charges recognized for guarantees of origin by Enel Energia and the Endesa Group, which reflects the increase in the quantity of green energy sold to customers and the prices of those certificates.
This effect was partially offset by a decrease in charges for emissions allowances, essentially in Italy, mainly connected with a decline in the quantity of electricity produced from fossil sources.

The following table reports the quantities of environmental certificates used by Group companies to meet compliance obligations under national and supranational regulations.

	2023	2022	2023	2022	2023	2022
	Emissions allowances (thousands of metric tons)		Guarantees of origin (GWh)		Energy efficiency certificates (TOE)	
Opening balance at January 1	**34,494**	**28,350**	**20,565**	**11,417**	**416,174**	**257,940**
Self-produced certificates	-	-	24,845	29,540	-	-
Purchases of certificates	34,699	32,925	28,362	20,316	925,187	678,808
Sales of certificates	(2,500)	-	(1,464)	-	-	-
Certificates delivered for compliance (1)	(35,456)	(26,781)	(53,075)	(40,708)	(863,528)	(520,574)
Closing balance at December 31	**31,237**	**34,494**	**19,233**	**20,565**	**477,835**	**416,174**

(1) Certificates delivered in 2023 and 2022 regard compliance for previous years, in line with the time limits envisaged in the applicable regulations.

Provisions for environmental certificates

Provisions for risks and charges for environmental certificates include charges in respect of the certificate shortfall for fulfillment of compliance obligations for the year under national and supranational regulations.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Provisions for risk and charges for environmental certificates – current portion		
Emissions allowances	33	209
Energy efficiency certificates	3	-
Guarantees of origin	214	83
Total	**250**	**292**

The reduction in provisions for risks and charges (€42 million) is attributable to the decline in the provision for emissions allowances recognized by the Endesa Group, partially offset by an increase in the provision for guarantees of origin recognized by Enel Energia.

Changes in provisions for risks and charges for environmental certificates in 2023 are detailed below.

Millions of euro	Provisions	Uses	Other changes	
	at Dec. 31, 2022			at Dec. 31, 2023
Provisions for risk and charges for environmental certificates – current portion				
Emissions allowances	209	33	(209)	-	33
Energy efficiency certificates	-	2	-	1	3
Guarantees of origin	83	206	(104)	29	214
Total	**292**	**241**	**(313)**	30	**250**

Income from government grants for environmental certificates

The table reports non-monetary government grants for environmental certificates accrued during the year and certified by the competent authorities. They mainly regard guarantees of origin accrued in proportion to electricity generated by renewable resource plants.
Monetary government grants for energy efficiency certificates are paid by the Electricity Sector Equalization Fund to e-distribuzione for energy efficiency certificates purchased in the year.

Millions of euro

	2023	2022	Change	
Grants for environmental certificates				
Non-monetary grants – Guarantees of origin	111	48	63	-
Non-monetary grants – Other environmental certificates	4	1	3	-
Total non-monetary grants for environmental certificates	**115**	**49**	**66**	-
Monetary grants – Energy efficiency certificates	231	171	60	35.1%
TOTAL	**346**	**220**	**126**	**57.3%**

The increase of €126 million in grants for environmental certificates compared with the previous year mainly reflects:

- an increase in non-monetary grants for guarantees of origin registered in Spain (€44 million) and Italy (€19 million), due to an increase in prices and the quantity of energy generated from renewable resources;
- an increase in monetary grants for energy efficiency certificates (€60 million) recognized by e-distribuzione, due to an increase in the volume of certificates purchased in 2023 compared with the previous year.

Non-monetary grants to be received for environmental certificates

The following table reports environmental certificates accrued at the end of the year but not yet accredited by the competent authorities to the Group companies that produced them. They are recognized under other current non-financial assets and mainly regard guarantees of origin.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Non-monetary grants to be received for environmental certificates		
Guarantees of origin	23	15
Other certificates	1	1
Total	**24**	**16**

The increase of €8 million is attributable to an increase in non-monetary grants to be received for guarantees of origin recorded in Italy and Spain.

Other items

With regard to the impacts of environmental certificates on the other items of the income statement and statement of financial position, please see:

- note 11.a “Revenue from sales and services” for revenue from the sale of environmental certificates;
- note 12.b “Services and other materials” for purchases of environmental certificates not used to meet the year’s compliance obligation;
- note 33 “Inventories” for inventories of certificates not used to meet the year’s compliance obligation.

59. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Group after December 31, 2023.

- *"Amendments to IAS 1 – Classification of Liabilities as Current or Non-current"*, issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the changes clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - that the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about the exercise of the right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the liability at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance with those terms until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services.

  The amendments take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2024.[79]

- *"Amendments to IAS 1 – Non-current Liabilities with Covenants"*, issued in October 2022. IAS 1 requires classification of liabilities as non-current only where an entity has a right to defer settlement in the 12 months following the reporting date. Nevertheless, the right to do so is often subject to compliance with covenants. The amendments of the standard improve disclosure when the right to defer settlement of a liability for at least 12 months is subject to compliance with covenants and specify that the classification of the liability as current or non-current at the reporting date is not affected by covenants that must be complied with subsequent to the reporting date.

  The amendments take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2024.

- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a "business" (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely.

- *"Amendments to IFRS 16 – Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, issued in September 2022. The amendments require the seller-lessee to measure the right-of-use asset arising from a sale and leaseback transaction in proportion to the previous carrying amount of the asset involved in the arrangement and in line with the retained right-of-use. Consequently, the seller-lessee will be allowed to recognize only the amount of any capital gain or loss relating to the rights transferred to the buyer-lessor.

  The amendments do not prescribe specific measurement requirements for liabilities deriving from a leaseback. However, they include examples that illustrate the initial and subsequent measurement of the liability by including variable payments that do not depend on an index or a rate. This representation is a departure from the general accounting model required by IFRS 16, in which variable payments that do not depend on an index or a rate are recognized through profit or loss in the period in which the event or condition that determines these payments occurs. In this regard, the seller-lessee will have to develop and apply an accounting policy to determine the lease payments such that any amount of retained right-of-use gain or loss is not recognized.

  The amendments take effect for annual periods beginning January 1, 2024. In conformity with "IAS 8 - Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", retrospective application is permitted for sale and leaseback transactions entered into after the date of initial application of IFRS 16.

- *"Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, issued in August 2023. The amendments require the application of a consistent approach in determining whether a currency is exchangeable for another and, when it is not, in determining the exchange rate to be used and the disclosure to be provided.

[79] In 2020 an amendment was issued to postpone the date of entry into force from January 1, 2023 to January 1, 2024.

The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning January 1, 2025 (earlier application is permitted).

- *"Amendments to IAS 7 and IFRS 7 – Supplier Finance Arrangements"*, issued in May 2023.
  The amendments clarify the characteristics of supplier finance arrangements and require additional disclosures concerning these agreements in order to assist users of the financial statements in understanding their related impacts on an entity's liabilities, cash flows and exposure to liquidity risk.
  The IASB granted a transitional exemption by requiring neither comparative information in the first year of application nor disclosure of specific opening balances. Furthermore, the information requested is applicable only for the first year of application. Accordingly, considering that the amendments will take effect, subject to endorsement, for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2024, the new disclosures must be provided no earlier than the annual financial report at December 31, 2024.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

60. Events after the reporting period

Finalized the agreement to sell a geothermal and solar portfolio in the United States to Ormat

On January 4, 2024, Enel SpA, acting through its wholly-owned subsidiary Enel Green Power North America Inc. (EGPNA), closed an agreement with Ormat Technologies Inc. on the sale of a renewable asset portfolio in the United States for a total of $271 million, equivalent to €250 million, subject to customary transactional adjustments. The assets sold include EGPNA's entire geothermal portfolio as well as a number of small solar plants, with a total capacity of about 150 MW of operating plants.
The overall transaction, which was closed following the fulfillment of a number of conditions, had a positive effect on the Enel Group´s consolidated net debt of about €250 million, and a negative impact of around €30 million on Group profit, which had already been recognized in 2023 as impairment losses in compliance with IFRS 5.

Enel issues a dual-tranche €1.75 billion sustainability-linked bond in the Eurobond market

On January 16, 2024, Enel Finance International NV, a finance company controlled by Enel SpA, issued a dual-tranche sustainability-linked bond for institutional investors in the Eurobond market in the total amount of €1.75 billion.
The new issue envisages the use of two sustainability Key Performance Indicators for each tranche, illustrated in the Sustainability-Linked Financing Framework, last updated in January 2024.
The issue is structured in the following two tranches:

- €750 million at a fixed rate of 3.375%, with settlement date set on January 23, 2024, maturing July 23, 2028;
- €1,000 million at a fixed rate of 3.875%, with settlement date set on January 23, 2024, maturing January 23, 2035.

Enel issues a new €900 million perpetual hybrid bond with coupon at 4.75%

On February 20, 2024, Enel SpA issued a non-convertible, subordinated perpetual hybrid bond for institutional investors on the European market, denominated in euros, with an aggregate principal amount of €900 million.
The transaction refinanced the €900 million equity-accounted perpetual hybrid bond with first call date in February 2025 and a 3.5% coupon.
The bond has no fixed maturity, and is due and payable only in the event of the winding up or liquidation of the Company. An annual fixed coupon of 4.75% will be paid until (but excluding) the first reset date of May 27, 2029, which is the last day for the first optional redemption.

Partnership with Sosteneo to develop battery and open-cycle plant projects in Italy

On March 1, 2024, Enel SpA, acting through its subsidiary Enel Italia SpA, signed an agreement with Sosteneo Fund 1 HoldCo Sàrl, for the acquisition by the latter of 49% of the share capital of Enel Libra Flexsys Srl, a company wholly-owned by Enel Italia and established for the implementation and operation of a portfolio of Battery Energy Storage Systems (BESS) and open-cycle gas turbines (OCGT).
The agreement provides for payment by Sosteneo HoldCo of approximately €1.1 billion. The price is also subject to an adjustment mechanism customary for this type of transaction. The enterprise value on a 100% basis of Enel Libra Flexsys recognized in the agreement is equal to around €2.5 billion once the investment cycle foreseen by the project is completed.
The transaction is expected to generate upon closing a positive impact of about €1.1 billion on the Enel Group's consolidated net debt, while it is set to bear no impact on the Group's performance, as Enel will continue to maintain control and fully consolidate Enel Libra Flexsys upon the closing of the transaction.

Agreement with A2A on electricity distribution operations in a number of municipalities in Lombardy

On March 9, 2024, the Enel subsidiary e-distribuzione SpA signed an agreement with A2A SpA for the sale to the latter of 90% of the capital of a newly incorporated vehicle to which electricity distribution operations in a number of municipalities of the provinces of Milan and Brescia will be transferred.
The agreement provides for A2A to pay about €1.2 billion, based on an enterprise value (for 100% of the company) of around €1.35 billion. The price, which will be paid at closing, is subject to an adjustment mechanism customary for these kinds of transactions.
Upon completion of the transaction, e-distribuzione will retain a 10% stake in NewCo's capital to support the start-up phase of the company, and which will be subject to a put and call option mechanism that can be triggered starting from the first year from

completion of the transaction. Furthermore, specific agreements between the parties provide for e-distribuzione to guarantee supporting activities to ensure continuity of service.

The transaction is expected to generate a positive effect on the Enel Group's consolidated net debt in 2024 of about €1.2 billion and a positive impact on Group reported profit for 2024 of about €1 billion. If, before the closing of the transaction, a precise specification of further activities that e-distribuzione may carry out for NewCo is reached and such activities are reflected in specific agreements, thereby forming an industrial Stewardship relationship, the aforementioned performance effects could also be recognized on the Group's ordinary results.

The closing of the transaction, which is expected to occur by December 31, 2024, is subject to a number of conditions, including receipt of antitrust clearance, the successful completion of the golden power procedure by the Presidency of Italy's Council of Ministers and receipt of authorization to transfer the electricity distribution service concessions to NewCo.

61. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2023 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2023 to the Audit Firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Millions of euro

Type of service	Entity providing the service	Fees
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.9
	- entities of the KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.8
	- entities of the KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**2.7**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	4.6
	- entities of the KPMG network	9.5
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.3
	- entities of the KPMG network	1.2
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of the KPMG network	-
Total		**16.6**
TOTAL		**19.3**

Separate financial statements

Income Statement

Euro	Notes	2023	of which with related parties	2022	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	107,242,614	*107,177,471*	116,051,123	*116,143,487*
Other income	4.b	55,953,225	*12,301,276*	16,663,153	*14,877,215*
	(Subtotal)	**163,195,839**		**132,714,276**	
Costs					
Purchase of consumables	5.a	411,658	*230,382*	386,707	*218,873*
Services, leases and rentals	5.b	201,897,034	*125,570,450*	206,383,096	*132,838,081*
Personnel expenses	5.c	135,217,154		104,681,593	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	718,632,977		1,329,696,603	
Other operating costs	5.e	47,150,940	*411,287*	26,904,912	*615,302*
	(Subtotal)	**1,103,309,763**		**1,668,052,911**	
Operating loss		**(940,113,924)**		**(1,535,338,635)**	
Income from equity investments	6	4,269,179,595	*4,268,761,567*	8,770,435,089	*8,770,003,874*
Financial income from derivatives	7	906,666,335	*421,215,400*	2,131,015,975	*627,229,150*
Other financial income	8	481,633,806	*386,665,830*	431,697,733	*379,617,287*
Financial expense from derivatives	7	868,999,445	*342,163,853*	1,959,981,967	*1,166,367,143*
Other financial expense	8	952,414,076	*449,181,865*	786,552,405	*309,241,496*
	(Subtotal)	**3,836,066,215**		**8,586,614,425**	
Pre-tax profit		**2,895,952,291**		**7,051,275,790**	
Income taxes	9	(135,857,564)		(106,090,159)	
PROFIT FOR THE YEAR		**3,031,809,855**		**7,157,365,949**	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	2023	2022
Profit for the year		**3,031,809,855**	**7,157,365,949**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(55,299,318)	294,350,690
Change in the fair value of hedging costs		(45,732)	(3,149,358)
Other comprehensive income/(expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (ney of taxes)			
Remeasurement of net liabilities/(assets) for defined benefit plans		(5,254,233)	13,268,911
Change in the fair value of equity investments in other companies		1,239,631	1,952,292
Total other comprehensive income/(loss)	23	**(59,359,652)**	**306,422,535**
Comprehensive income/(loss) for the year		**2,972,450,203**	**7,463,788,484**

Statement of Financial Position

Euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2023**		at Dec. 31, 2022	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	9,325,876		10,527,976	
Intangible assets	11	130,536,624		133,425,176	
Deferred tax assets	12	105,795,799		146,252,786	
Equity investments	13	60,917,485,264		59,952,486,507	
Non-current financial derivative assets	14	260,558,273	*17,582,012*	348,779,629	*35,499,991*
Other non-current financial assets	15	9,732,013		13,667,732	
Other non-current assets	16	72,985,571	*64,126,969*	81,210,258	*68,953,577*
	(Total)	**61,506,419,420**		**60,686,330,064**	
Current assets					
Trade receivables [1]	17	167,063,646	*167,043,846*	294,100,316	*293,729,361*
Income tax assets	18	309,389,752		164,519,486	
Current financial derivative assets	14	76,246,594	*55,833,206*	390,303,368	*85,798,846*
Other current financial assets	19	6,482,654,926	*5,951,617,471*	3,480,039,167	*3,019,086,075*
Other current assets	20	1,581,057,389	*1,552,330,980*	584,062,049	*282,681,908*
Cash and cash equivalents	21	1,122,155,615		4,867,872,963	
	(Total)	**9,738,567,922**		**9,780,897,349**	
Non-current assets classified as held for sale	22	-		**654,000,000**	
TOTAL ASSETS		**71,244,987,342**		**71,121,227,413**	

(1) The related-party figures for trade receivables at December 31, 2022 have been calculated more accurately.

Euro	Notes				
LIABILITIES AND EQUITY		**at Dec. 31, 2023**	*of which with related parties*	at Dec. 31, 2022	*of which with related parties*
Equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Treasury share reserve		(59,391,451)		(47,077,924)	
Equity instruments – perpetual hybrid bonds		6,553,164,779		5,567,477,464	
Other reserves		11,785,045,273		11,835,447,410	
Retained earnings (loss carried forward)		8,591,640,579		5,695,687,373	
Profit for the year[1]		845,973,667		5,124,029,959	
TOTAL EQUITY	23	**37,883,112,793**		**38,342,244,228**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	24	17,655,165,462	*14,274,103,557*	18,195,966,550	*12,406,766,403*
Employee benefits	25	120,706,096		131,204,919	
Non-current portion of provisions for risks and charges	26	20,741,948		26,699,393	
Deferred tax liabilities	12	43,103,814		98,253,224	
Non-current financial derivative liabilities	14	619,923,490	*104,107,036*	663,170,856	*163,067,356*
Other non-current liabilities	27	20,538,647	*8,512,767*	23,089,469	*8,493,024*
	(Subtotal)	**18,680,179,457**		**19,138,384,411**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	24	8,631,664,059	*8,461,461,359*	8,751,561,341	*8,362,050,365*
Current portion of long-term borrowings	24	1,179,258,322	*132,390,869*	1,430,638,032	*1,332,500,814*
Current portion of provisions for risks and charges	26	9,194,092		14,646,861	
Trade payables	28	134,532,360	*86,850,266*	154,478,681	*97,033,054*
Current financial derivative liabilities	14	105,519,013	*19,558,734*	178,393,271	*69,056,412*
Other current financial liabilities	29	226,230,895	*110,995,822*	238,249,602	*94,222,302*
Other current liabilities	31	4,395,296,351	*824,782,216*	2,872,630,986	*739,812,883*
	(Subtotal)	**14,681,695,092**		**13,640,598,774**	
TOTAL LIABILITIES		**33,361,874,549**		**32,778,983,185**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**71,244,987,342**		**71,121,227,413**	

(1) Profit for the year of €3,032 million (€7,157 million in 2022) is reported net of the interim dividend of €2,186 million (€2,033 million in 2022).

Statement of Changes in Equity (note 23)

Euro	Share capital	Share premium reserve	Negative treasury share reserve	Reserve for equity instruments – perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993	Other reserves	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	Actuarial reserve	Retained earnings	Profit for the year	Total equity
At January 1, 2022	**10,166,679,946**	**7,495,973,184**	**(36,046,337)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,600**	**118,883,477**	**(318,200,397)**	**(259,933)**	**(119,746)**	**(34,677,733)**	**4,928,260,660**	**2,830,813,067**	**34,967,564,140**
Other changes	-	-	-	-	-	-	1,034	-	-	-	-	-	-	**1,034**
Purchase of treasury shares	-	-	(14,071,647)	-	-	-	14,026,715	-	-	-	-	(14,026,715)	-	**(14,071,647)**
Reserve for share-based payments (LTI)	-	42,879	-	-	-	-	7,525,713	-	-	-	-	-	-	**7,568,592**
Issue of own shares	-	-	3,040,060	-	-	-	(2,950,806)	-	-	-	-	2,950,806	-	**3,040,060**
Equity instruments – perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123,434,990)	-	**(123,434,990)**
Allocation of 2021 profit														
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,931,669,190)	**(1,931,669,190)**
Coupons to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,554,749	(70,554,749)	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	829,952,104	(828,589,129)	**1,362,975**
2022 interim dividend [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,430,759	(2,033,335,989)	**(2,031,905,230)**
Comprehensive income for the year														
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	294,350,690	(3,149,358)	1,952,292	13,268,911	-	-	**306,422,535**
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,157,365,949	**7,157,365,949**
At December 31, 2022	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**(47,077,924)**	**5,567,477,464**	**2,033,335,988**	**2,215,444,600**	**137,486,133**	**(23,849,707)**	**(3,409,291)**	**1,832,546**	**(21,408,822)**	**5,695,687,373**	**5,124,029,959**	**38,342,244,228**
Purchase of treasury shares	-	-	(21,028,919)	-			21,073,852					(25,643,550)		**(25,598,617)**
Reserve for share-based payments (LTI)	-	-	-	-	-	-	(3,311,691)	-	-	-	-	-	-	**(3,311,691)**
Issue of own shares	-	-	8,715,392	-	-	-	(8,804,646)	-	-	-	-	9,072,425	-	**8,983,171**
Equity instruments – perpetual hybrid bonds	-	-	-	985,687,315	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**985,687,315**
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(181,768,696)	-	**(181,768,696)**
Allocation of 2022 profit														
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,033,335,989)	**(2,033,335,989)**

915/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Coupons to holders of perpetual hybrid bonds	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,434,990	(123,434,990)	-
Retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,968,689,739	(2,967,258,980)	**1,430,759**
2023 interim dividend (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,168,296	(2,185,836,186)	**(2,183,667,890)**
Comprehensive income for the year														
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	-	(55,290,318)	(45,732)	1,239,631	(5,254,233)	-	-	**(59,350,652)**
Profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,031,809,855	**3,031,809,855**
At December 31, 2023	**10,166,679,946**	**7,466,016,063**	**(59,391,451)**	**6,553,164,779**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**146,443,648**	**(79,149,025)**	**(3,455,023)**	**3,072,177**	**(26,663,055)**	**8,591,540,579**	**845,973,667**	**37,883,112,793**

(1) Approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023.

(2) Approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024.

Statement of Cash Flows

Euro	Notes	2023	of which with related parties	2022	of which with related parties
Pre-tax profit		**2,895,952,291**		**7,051,275,790**	
Adjustments for:					
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	718,632,977		1,329,696,603	
Exchange gains/(losses) on foreign currency assets and liabilities		13,688,853		41,292,295	
Accruals to provisions		6,957,494		13,500,103	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(4,269,179,595)	*(4,268,761,567)*	(8,770,435,089)	*(8,770,003,874)*
Net financial (income)/expense		411,222,943	*(16,527,553)*	125,469,680	*630,833,657*
Cash flows from operating activities before changes in net working capital		**(222,727,037)**		**(209,200,618)**	
Increase/(Decrease) in provisions		(28,866,530)		(74,223,632)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	111,147,807	*113,669,287*	(19,074,769)	*(18,500,011)*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		1,012,405,770	*(822,418,837)*	573,538,442	*1,028,253,294*
Increase/(Decrease) in trade payables	28	(19,946,322)	*(10,182,766)*	(12,541,935)	*(19,491,987)*
Interest income and other financial income collected		1,080,902,064	*644,093,507*	1,803,097,466	*685,825,927*
Interest expense and other financial expense paid		(1,460,144,722)	*(637,676,049)*	(2,058,692,623)	*(1,055,072,686)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	3,851,190,666	*3,850,786,914*	9,112,358,781	*9,111,955,231*
Income taxes paid		(47,114,592)		(426,270,915)	
Cash flows from operating activities (a)		**4,276,847,104**		**8,688,990,197**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(47,401,080)		(45,254,041)	
Investments in equity investments	13	(1,608,039,876)	*(1,608,039,876)*	(1,739,147,822)	*(1,739,147,822)*
Disinvestments from extraordinary transactions		648,514,204	*648,514,204*	136,635,930	*136,635,930*
Cash flows used in investing activities (b)		**(1,006,926,752)**		**(1,647,765,933)**	
New long-term borrowing	24	2,201,106,190	*2,000,032,661*	4,250,921,203	*410,711*
Repayments of borrowings	24	(2,803,055,864)	*(1,332,805,452)*	(10,465,909,645)	*(5,117,740,779)*
Net change in long-term borrowings/(loan assets)		265,084,305	*1,200,109,945*	(1,159,334,729)	*(1,214,846,241)*
Net change in short-term borrowings/(loans assets)		(3,371,850,065)	*(4,006,272,340)*	8,267,773,610	*8,090,248,848*
Dividends and interim dividends paid	23	(4,090,667,883)		(3,881,594,634)	
Issue of perpetual hybrid bonds	23	1,737,237,500		-	
Redemption of perpetual hybrid bonds	23	(751,550,185)		-	
Coupons paid to holders of perpetual hybrid bonds	23	(181,768,696)		(123,434,990)	
Purchase of treasury shares	23	(20,173,002)		(14,026,715)	
Cash flows from/(used in) financing activities (c)		**(7,015,637,700)**		**(3,125,605,900)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**(3,745,717,348)**		**3,915,618,364**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	4,867,872,963		952,254,599	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	**1,122,155,615**		**4,867,872,963**	

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the separate financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the *Mercato Telematico Azionario* (Electronic Stock Exchange) organized and operated by Borsa Italiana SpA.

Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.

As the Parent, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group as at and for the year ended December 31, 2023, which are published in a separate document.

The publication of these separate financial statements was approved by the Board of Directors on March 21, 2024.

These separate financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

These separate financial statements for the year ended December 31, 2023 represent the separate financial statements of the Parent, Enel SpA, and have been prepared in accordance with international accounting standards (International Accounting Standards - IAS and International Financial Reporting Standards - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".

These separate financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.

The separate financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of financial position, the statement of changes in equity and the statement of cash flows and the related notes.

The assets and liabilities reported in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Company or in the 12 months following the close of the financial year; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Company or within the 12 months following the close of the financial year.

The income statement classifies costs on the basis of their nature, with separate reporting of profit/(loss) from continuing operations and profit/(loss) from discontinued operations.

The statement of cash flows is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations.

For more information on cash flows in the statement of cash flows, please see the section "Cash flows" in the Report on Operations.

The separate financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement criteria for the individual items, and non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower between their carrying amount and the fair value less costs to sell.

The separate financial statements are presented in euro, the functional currency of the Company, and the figures shown in the notes are reported in millions of euro unless stated otherwise.

The separate financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Focus on non-financial issues

Climate change disclosures

The move towards "net zero" is under way worldwide and the processes of decarbonization and electrification of the global economy are crucial to avoiding the serious consequences of an increase in temperatures of over 1.5 °C.

With this outlook, the Group has set its strategic guidelines as follows:

- allocate capital to support a decarbonized electricity supply;
- enable the electrification of customers' energy demand;
- leverage the creation of value along the value chain;
- bring forward achievement of the sustainable "net zero" goals to 2040.

Considering the risks related to climate change and the provisions of the Paris Agreement, the Group has decided to achieve the carbon neutrality objectives in advance and reflect their impact in assets, liabilities, and profit and loss, highlighting the significant and foreseeable impacts as required under the Conceptual Framework of the international accounting standards.

As regards the effects of issues related to climate change, the Group considers climate change as an implicit element in the application of methodologies and models used to make estimates in the evaluation and/or measurement of certain items. Furthermore, the Company has taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management.

For further details on the financial implications of issues related to climate change, please see note 2.2 "Use of estimates and management judgement" and to the notes relating to specific items.

2.2 Use of estimates and management judgment

Preparing these separate financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amounts of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the year in which the revision is made and in the related future periods.

In order to enhance understanding of the separate financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain.

Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.

The information included in the financial statements is selected on the basis of a materiality analysis carried out in accordance with the requirements of Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", issued by the International Accounting Standards Board (IASB).

Use of estimates

Recoverability of equity investments

The Company assesses the presence of evidence of impairment of each equity investment at least once a year, consistent with its strategy for managing the legal entities within the Group. If such evidence is found, the assets involved undergo impairment testing. The processes and procedures for determining the recoverable amount of each equity investment are based on assumptions that can be complex and whose nature requires management to use its judgment, especially as regards the identification of evidence of impairment, the forecasting of future profitability over the horizon of the Group business plan, the determination of the normalized cash flows underlying the estimation of terminal value and the determination of long-term growth rates and discount rates applied to forecasts of future cash flows.

Impairment of non-financial assets

Assets such as property, plant and equipment and intangible assets are adjusted for impairment when their carrying amount exceeds their recoverable amount, represented by the higher of their fair value less costs to sell and their value in use.

The recoverable amount is assessed in accordance with the criteria established by IAS 36, which are discussed in greater detail in the appropriate notes to the separate financial statements.

In determining the recoverable amount, the Company generally applies the value in use criterion, i.e. the present value of the future cash flows that are expected to be derived from the asset, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessments of the time value of money and the risks specific to the asset.

Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent Business Plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions of such amounts could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.

Furthermore, in line with its business model and in the context of the energy transition process, the Company has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows. In this regard, where necessary, the Company has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand determined using energy models for each country.

Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in the applicable notes.

Expected credit losses on financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in the scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgement in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Company's past history, existing market conditions as well as forward looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (ECL), determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD), is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including shortfalls) discounted at the original effective interest rate.
For additional details on the general simplified approach used to determine expected credit losses, please see note 32 "Financial instruments".
Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for such assets, the Company mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.
For trade receivables and contract assets the Company mainly applies a collective approach based on grouping the receivables into specific clusters. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk does the Company apply an analytical approach.
Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.
For additional details on the key assumptions and inputs used please see note 32 "Financial instruments".

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured. In accordance with IFRS 13, the Company includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, applying the method indicated in note 35 "Fair value measurement". Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Company's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.
The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare cost. These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
For further details on the main actuarial assumptions, please see note 25 "Employee benefits".

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 26 "Provisions for risks and charges".
Note 40 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent liabilities for the Company.

Litigation

The Company is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Company, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is likely and a reasonable estimate of the amount of the loss can be made. Note 40 provides disclosures on the Company's most significant contingent liabilities.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Company uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Company estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain entity-specific estimates.

One of the most significant judgments for Company is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Company's approach to determining an IBR is based on the assessment of the following three key components: the risk-free rate, which considers the cash flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and the lease term; the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is

specific for the lessee considering any underlying parent or other guarantee; and the lease-related adjustments, in order to reflect in the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

Income taxes

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2023, the separate financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits to be reversed in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future income sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to determine the amount of deferred tax assets that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable income together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Company should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to the income statement in the year in which this circumstance arises.
For more detail on deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 12 "Deferred tax assets and liabilities".

Management judgment

Determining the useful life of non-financial assets

In determining the useful life of property, plant and equipment and intangible assets with a finite useful life, the Company considers not only the future economic benefits – contained in the assets – obtained through their use, but also many other factors, such as physical wear and tear, the technical, commercial or other obsolescence of the product or service produced with the asset, legal or similar limits (e.g., safety, environmental or other restrictions) on the use of the asset, if the useful life of the asset depends on the useful life of other assets.
Furthermore, in estimating the useful lives of the assets concerned, the Company has taken account of its commitment under the Paris Agreement.

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Company is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.
The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Company the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.
For the purpose of assessing control, management analyses all facts and circumstances including any agreements with other investors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.). These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Company holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.

Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in another entity, the Company considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Company re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.
Finally, the assessment of the existence of control did not find any situations of *de facto* control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control.
Joint control only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
The Company re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Company exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Company has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.
In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

Determination of non-current assets (or disposal groups) held for sale and discontinued operations

An asset is classified as "held for sale" when its sale is highly probable.
To determine whether a sale is highly probable, the Group considers whether:

- management is committed to a plan to sell the asset (or disposal group), and an active program to locate a buyer and complete the plan has been initiated;
- the sale should be expected to qualify for recognition as a completed sale within one year from the date of classification, except where the delay is caused by events or circumstances beyond the Group's control and there is sufficient evidence that the Group remains committed to its plan to sell the asset;
- the actions required to complete the plan should indicate that it is unlikely that significant changes to the plan will be made or that the plan will be withdrawn.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both

the contractual cash flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.
For the purpose of evaluating the contractual cash flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For more details, please see note 32 "Financial instruments".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies of the Company.
Accordingly, at the inception of the transaction the Company documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.
On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, is evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
For more details on the key assumptions used in assessing effectiveness and measuring the ineffective portion of hedges, please see note 34.1 "Hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires a strong professional judgment for the IFRS 16 application. In particular, for:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Company operates;
- the identification of the non-lease component in the lease;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine where the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

Uncertainty over income tax treatments

The Company determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by

using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments.
The Company makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

2.3 Material accounting policies

Related parties

Pursuant to IAS 24, related parties are mainly those that share the same controlling entity with Enel SpA, the companies that directly or indirectly are controlled by Enel SpA, the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of Enel SpA, or the associates or joint ventures (including their subsidiaries) of any Group company.
Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprise management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the company. They include directors (whether executive or not).

Subsidiaries, associates and joint ventures

The Company controls an entity when it is exposed to or has rights to variable returns deriving from its involvement, regardless of the nature of their formal relationship, and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns. For more information on the definition of control, please see the section "Determination of the existence of control" in note 2.2 "Use of estimates and management judgment".
Associates comprise those entities in which the Company has a significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of investees but not exercise control or joint control over those entities.
Joint ventures are joint arrangements over which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control means sharing control of an arrangement, which only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
Equity investments in subsidiaries, associates and joint ventures are measured at cost. Cost is adjusted for any impairment losses, which are reversed where the reasons for their recognition no longer obtain. The carrying amount resulting from the reversal may not exceed the original cost.
Where the loss pertaining to Enel SpA exceeds the carrying amount of the investment and the Company is obligated to perform the legal or constructive obligations of the investee or in any event to cover its losses, the excess with respect to the carrying amount is recognized in liabilities in the provision for risks and charges.
In the case of a disposal, without economic substance, of an investment to an entity under common control, any difference between the consideration received and the carrying amount of the investment is recognized in equity.

Translation of foreign currency items

Pursuant to "IAS 21 - The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates", transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.

Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the closing exchange rate (i.e. the spot exchange rate prevailing at the reporting date).

Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date that the fair value was determined.

Any exchange differences are recognized through profit or loss.

In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value that are either required or permitted by the IFRS the Company applies IFRS 13.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).

The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Company has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are motivated but not forced or otherwise compelled to do so.

When measuring fair value, the Company considers the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Company itself;
- in the case of groups of financial assets and financial liabilities with offsetting positions in market risk or credit risk, managed on the basis of an entity's net exposure to such risks, see for more details note 35.1 "Assets measured at fair value in the statement of financial position" and note 35.2 "Liabilities measured at fair value in the statement of financial position".

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Company uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Pursuant to IAS 16, property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.
Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Company and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.
Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually and, if appropriate, adjusted prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use.

The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows:

	Depreciation period
Leasehold improvements	Shorter of the term of the contract and residual useful life
Civil buildings	40 years
Other assets	7 years

Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e. at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal.

Leases

At inception of a contract, the Company assesses whether a contract is, or contains, a lease applying the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.
The Company recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e. the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset represents a lessee's right to use an underlying asset for the lease term; it is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to dismantle and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. In calculating the present value of lease payments, the Company uses the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the year in which the event or condition that triggers the payment occurs.

After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Company applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low value whose amount is estimated not material. As example, the Company has leases of certain office equipment (i.e. personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.

Intangible assets

Pursuant to IAS 38, intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Company, when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
They are measured at purchase or internal development cost and are recognized as an intangible asset only when the Company can demonstrate the technical feasibility of completing the intangible asset and that it has intention, ability and resources to complete the asset in order to use or sell it.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. For more information on the estimation of useful life, please see note 2.2 "Use of estimates and management judgment".
Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.
The Company's intangible assets have a finite useful life.
Intangible assets comprise application software owned by the Company with an expected useful life of between three and five years.

Impairment of non-financial assets

Pursuant to "IAS 36 - Impairment of Assets" at each reporting date, property, plant and equipment, investment property recognized at cost, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment (using internal and external sources of information).
Intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for impairment annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of each asset involved is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the most recent Group business plan. For more on the estimation of the recoverable amount, please see the section "Use of estimates".
The recoverable amount is calculated for an individual asset unless that asset is not capable of generating incoming cash flows that are largely independent of those generated by other assets or groups of assets.
If the carrying amount of an asset is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss under "Depreciation, amortization and impairment losses".
If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer obtain, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed.

Financial instruments

Financial instruments are recognized and measured in accordance with "IAS 32 - Financial Instruments: Presentation" and "IFRS 9 - Financial Instruments".

A financial asset or liability is recognized when, and only when, the Company becomes party to the contractual provision of the instrument (trade date).

Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Company applies the practical expedient allowed by IFRS 15.

Conversely, the Company initially measures financial assets other than the trade receivables noted above at their fair value plus, in the case of a financial asset not recognized at fair value through profit or loss, transaction costs.

Financial assets are classified at initial recognition as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both:

- the Company's business model for managing financial assets, that is how it manages its financial assets in order to generate cash flows (whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both); and
- the contractual cash flow characteristics of the instrument, to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) based on the SPPI test.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in three categories:

- financial assets at amortized cost (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.

Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.

Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.

Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) – Equity instruments

This category includes mainly equity investments in other entities irrevocably designated as such upon initial recognition.

Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Company may transfer the cumulative gain or loss within equity.

Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.

Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represent a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;

- financial assets held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing in short term (i.e. securities, financial investments in funds, etc.);
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments;
- contingent considerations.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.
This category also includes equity investments which the Company had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on listed equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income (FVOCI), contract assets and all other assets within the scope of IFRS 9.
The Company has adopted an impairment model, developed in compliance with IFRS 9, which is based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach.
For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Company adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the receivable, generally equal to 12 months.
For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Company applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition.
The Company recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date.
For more information on the impairment of financial assets, please see note 32 "Financial instruments".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.
For the purposes of the statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at the reporting date.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.
Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Company becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss mainly include:

- financial liabilities, held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term;
- derivative financial instruments entered into by the Company that are not designated as hedging instruments as defined by IFRS 9.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:

- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Company has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Company has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

On derecognition of a financial asset, the Company recognizes the difference between the carrying amount (measured at the date of derecognition) and the consideration received through profit or loss.

Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.

When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments

Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.

All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.

Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting and derivative designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Company intention to hold the financial instrument until maturity or not.

For more details about derivatives and hedge accounting, please see note 34.1 "Hedge accounting".

Offsetting financial assets and liabilities

The Company offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts; and
- there is the intention of either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

In compliance with IFRS 5, non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.

This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.

For more details on the requirements for determining whether a sale is highly probable, please see note 2.2 "Use of estimates and management judgment".

Employee benefits

Post employment and other long-term benefits

In compliance with IAS 19, the Company determines, separately for each plan, the liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment and other long-term benefits accrued during the employment period. The Company uses actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method) and calculates the present value of the plans using an appropriate discount rate.

The liability, net of any plan assets, is recognized on an accrual basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.

If the plan assets exceed the present value of the related defined benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.

As regards the liabilities/(assets) of defined benefit plans, the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest) are recognized by the Company in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.

The Company is also involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized in profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the year.

Termination benefits

In compliance with IAS 19, liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Company's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment.

Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the Company can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the Company recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits.

Share-based payments

The Company undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer and General Manager and for key management personnel.

The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component (settled with equity instruments) and a monetary component (paid in cash), which will accrue if specific conditions are met. In compliance with IFRS 2, the monetary component is classified as a cash-settled transaction if it is based on the price (or value) of the equity instruments of the company that issued the plan or, in other cases, as another long-term employee benefit. In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 36 "Share-based payments".

For the equity component, the Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the period in which the conditions for remaining in service and for achieving certain results must be satisfied (vesting period) and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in equity, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e. the issuer shares) at the grant date.
The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to Enel of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions will be satisfied at the vesting date.
Conversely, if the incentive based on equity instruments is paid in cash, the Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses over the vesting period and a corresponding liability measured at the fair value of the liability incurred. Subsequently, and until its extinction, the liability is remeasured at fair value at each reporting date, considering the best possible estimate of the incentive that will vest, with changes in fair value recognized under personnel expenses.

Provisions for risks and charges

In compliance with IAS 37, provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact of the time value of money is material, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and, if applicable, the risks specific to the liability. If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.
When the Company expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.
Provisions do not include liabilities to reflect uncertainties in income tax treatments that are recognized as tax liabilities.
Changes in estimates of accruals to the provision are recognized in the income statement in the year in which the changes occur.

Revenue from contracts with customers

The Company recognizes revenue from contracts with customers at an amount that reflects the consideration to which the Company expects to be entitled in exchange for those goods or services using a five-step model provided for in IFRS 15:

- identify the contract with the customer (step 1);
- identify the performance obligations in the contract (step 2);
- determine the transaction price (step 3);
- allocate the transaction price (step 4);
- recognize revenue (step 5).

The Company recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives include:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risk;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense are recognized using the effective interest rate method.

Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Company and the amount can be reliably measured.

Other financial income and expense include also changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Dividends

In compliance with "IFRS 9 - Financial Instruments", dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.

Dividends and interim dividends payable to the Company's shareholders are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

IAS 12 specifies the requirements for the recognition of current and deferred tax assets and liabilities. The uncertainty in the determination of tax liabilities is defined in accordance with the provisions of "IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments".

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "Income tax liabilities" net of payments on account, or under "Tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.

In particular, such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.

Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax liabilities and assets

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at end of the reporting period.

Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises: (i) from the initial recognition of goodwill; or (ii) from the initial recognition of an asset or a liability in a transaction which is not a business combination and, at the time of the transaction, affects neither accounting profit nor taxable profit, and does not give rise to equal taxable and deductible temporary differences; or (iii) in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and interests in joint ventures, when the Company can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.

Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carryforward of tax losses and unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.

Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining "uncertainty", it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term "probable" is defined as "more likely than not"), then the Company recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.

Conversely when the Company feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Company reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment.

For more information on uncertainty over tax treatments, please see note 2.2 "Use of estimates and management judgment".

Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Company presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

Guarantee contracts

The Company may issue guarantees directly to non-Group parties, or indirectly to its subsidiaries, of a financial nature when the underlying obligation is a debt security and of a non-financial nature when the guarantees are issued to secure participation in tenders, purchase contracts or fulfillment of contractual obligations.

Financial and non-financial guarantee contracts are measured and recognized by the Company in compliance with "IFRS 9 - Financial Instruments", measuring the guarantee at the higher of:

i. the amount of the expected credit loss (ECL) allowance; and
ii. the fair value calculated as the cumulative amount of income recognized in accordance with IFRS 15.

3. New and amended standards and interpretations

The Company has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2023.

> *"Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 – Disclosure of Accounting Policies"*, issued in February 2021. The amendments are intended to provide support in deciding which policies to disclose. In this regard:

- the amendments to "IAS 1 - Presentation of Financial Statements" require disclosures of "material" accounting policies rather than "significant" policies;
- the amendments to "IFRS Practice Statement 2 - Making Materiality Judgements" are intended to provide guidance on how to apply the concept of materiality to accounting policy disclosures.

In the absence of an IFRS definition of "significant" in the context of disclosures on accounting policies, the term has been replaced with "material". The definition of material was modified in October 2018, and aligned with the IFRS and the Conceptual Framework and, therefore, is widely understood by

primary users of financial statements. In accordance with IAS 1, information on accounting policies is material if, either individually or in combination with other information, it could reasonably be expected to influence decisions that the primary users of the financial statements make on the basis of such financial statements. When assessing the materiality of the disclosures on accounting policies, it is appropriate to consider both the magnitude of the transactions, other events or conditions, and their nature. However, although a transaction, other event or condition to which the disclosures on accounting policies refer may be material, this does not imply that the corresponding information is material for the purposes of the financial statements. In this context, the amendments to the IFRS Practice Statement 2 seek to provide guidance on how to determine whether disclosure of an accounting policy is material for financial statement purposes. These amendments aim to: (i) clarify that materiality judgments about disclosures of accounting policies should follow the same guidance in materiality judgments about other information, therefore considering both qualitative and quantitative factors; (ii) underscore the importance of providing information on accounting policies that is specific to the Company; and (iii) provide examples of situations where generic or standardized information, although summarizing or duplicating the requirements of the IFRS, can be considered disclosure of material accounting policies.

The disclosures on accounting policies have been revised in line with the requirements established by the amendments and have been updated in note 2 "Accounting policies".

> "*Amendments to IAS 8 – Definition of Accounting Estimates*", issued in February 2021. The amendments clarify how companies should distinguish changes in accounting policies from changes in accounting estimates. The definition of changes in accounting estimates has been replaced with a definition of accounting estimates as "monetary amounts in financial statements that are subject to measurement uncertainty". In order to clarify the interaction between an accounting policy and an accounting estimate, IAS 8 has been amended to state that an accounting standard may require certain financial statement items to be measured at monetary amounts that cannot be directly observed, and therefore must be estimated (since they involve uncertainty in the measurement). In such circumstances, accounting estimates are developed to achieve the objective set out by the accounting policy, including the use of judgments and assumptions based on the latest available, reliable information. The amendments explain how measurement techniques and inputs must be used to develop accounting estimates and establish that measurement techniques include estimation techniques. In order to provide greater guidance, the amendments clarify that the effects on an accounting estimate of a change in an input or a change in a measurement technique are changes in accounting estimates unless they result from the correction of prior period errors. Changes in accounting estimates resulting from new information are not corrections of errors.

The application of the amendments did not have a material impact on these financial statements.

> "*Amendments to IAS 12 - Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction*", issued in May 2021. The amendments clarify that the exemption from initial recognition provided for by the standard no longer applies to transactions that give rise to taxable and deductible temporary differences of the same amount.

In general, the initial recognition exemption provided for by IAS 12 prohibits the recognition of deferred assets and liabilities in respect of the initial recognition of assets or liabilities in a transaction that does not constitute a business combination and affects neither accounting profit nor taxable profit. As illustrated, the amendments have narrowed the scope of the exception.

For transactions (e.g., leases and decommissioning liabilities) subject to the amendments, the related deferred assets and liabilities shall be recognized from the beginning of the first comparative period

presented, with any cumulative effect recognized as an adjustment to retained earnings (or other components of equity) as at that date.

- *"Amendments to IAS 12 – International Tax Reform – Pillar II Model Rules"*, issued in May 2023. The changes were introduced in response to the Pillar II rules issued by the OECD, the aim of which is to ensure that large multinational enterprises pay a minimum level of income tax, generated in a specific period, in each jurisdiction in which they operate. In general, these rules require the application of a top-up tax that brings the total amount of taxes paid in each jurisdiction in which they operate to a minimum of 15%.

  The changes introduced:
  - a mandatory temporary exception to the accounting for and disclosure of deferred tax assets and liabilities arising from the implementation of the Pillar II rules; and
  - disclosure requirements to help users of the financial statements better understand an entity's exposure to income taxes arising from the rule.

  In particular, for periods in which Pillar II legislation is enacted but not yet in effect, the entity shall disclose qualitative information (such as information regarding how the entity is affected by Pillar II rules and the main jurisdictions in which exposures might exist) and quantitative information (such as indicating the portion of profits that could be subject to Pillar II income taxes and the average effective tax rate applicable to such profits; or indicating how the entity's average effective tax rate would have changed if Pillar II legislation had been in effect).

- *"IFRS 17 – Insurance Contracts"*, issued in May 2017. The new standard was issued by the IASB to replace IFRS 4, defining the principles for the recognition, measurement, presentation and disclosure of insurance contracts, including reinsurance contracts issued and held and investment contracts with discretionary participation features. The standard applies to insurance contracts compliant with the definition of IFRS 17, regardless of the issuer, but includes various exceptions and exemption options that allow certain types of contracts that meet the definition of insurance contract to be accounted for by applying another standard. Based on the analysis performed, the new standard has had no impact on these financial statements.

The application of these amendments did not have a material impact on these separate financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services – *€107 million*

Millions of euro	2023	2022	Change
Group companies	107	116	(9)
Third parties	-	-	-
Total revenue from sales and services	**107**	**116**	**(9)**

Revenue from sales and services includes management services provided to the subsidiaries within the management and coordination role as Parent Company (€65 million), IT services (€36 million) and other services (€6 million).
The decrease of €9 million reflected the decrease in revenue from management services (€5 million), IT services and other services (for total €4 million).

Revenue from sales and services breaks down by geographical segment as follows:
- €52 million in Italy (€51 million in 2022);
- €18 million in the European Union (€27 million in 2022);
- €37 million in other countries (€38 million in 2022).

4.b Other income – *€56 million*

"Other income" includes the capital gain of €43 million, on the sale of the 49.5% interest held in the joint venture Rusenergosbyt LLC and the billing of costs for Enel SpA personnel seconded to other Group companies (€10 million) and to Fondazione Centro Studi Enel and Enel Cuore Onlus (€2 million).

Costs

5.a Purchase of consumables

Costs for the purchase of consumables did not change significantly on the previous year.

5.b Services, leases and rentals – *€202 million*

Millions of euro	2023	2022	Change
Services	197	202	(5)
Leases and rentals	5	4	1
Total services, leases and rentals	**202**	**206**	**(4)**

Costs for services include costs for services provided by third parties in the amount of €75 million (€73 million in 2022) and by Group companies in the amount of €122 million (€129 million in 2022).
Costs for services provided by Group companies decreased by €7 million, reflecting a decrease in costs for system services (€9 million), partly offset by the increase in costs for management services (€2 million),

while costs provided by third parties increased by €2 million, largely attributable to an increase in costs for IT services partly offset by lower costs for professional services.
Costs for leases and rentals are represented by lease costs for assets owned by the subsidiary Enel Italia SpA (€4 million) and costs for operating leases (€1 million).

5.c Personnel expenses – *€135 million*

Millions of euro	Notes	2023	2022	Change
Wages and salaries		87	81	6
Social security contributions		26	26	-
Post-employment benefits	25	7	6	1
Other long-term benefits	25	(3)	1	(4)
Share-based payments		2	5	(3)
Other costs and other incentive plans		16	(14)	30
Total personnel expenses		**135**	**105**	**30**

Personnel expenses increased by €30 million on 2022, mainly attributable to other costs and other incentive plans, in particular reflecting early termination incentive plans adopted by the Company.

The table below shows the average number of employees by category, compared with the previous year, and the actual number of employees at December 31, 2023.

No.	Average number			Headcount
	2023	2022	Change	at Dec. 31, 2023
Managers	165	154	11	164
Middle managers	488	449	39	525
Office staff	249	261	(12)	220
Total	**902**	**864**	**38**	**909**

5.d Depreciation, amortization and impairment losses – *€719 million*

Millions of euro	2023	2022	Change
Depreciation	4	4	-
Amortization	47	52	(5)
Impairment losses	668	1,437	(769)
Reversals of impairment losses	-	163	(163)
Total depreciation, amortization and impairment losses	**719**	**1,330**	**(611)**

Depreciation and amortization came to €51 million and includes depreciation of €4 million and amortization of €47 million.
Impairment losses include impairment losses on the equity investments held in the subsidiary Enel Green Power SpA in the amount of €605 million and additional impairment losses of €46 million on the equity investments held in the subsidiaries in Romania, recognized under non-current assets held for sale, which were sold in October 2023.
The item also includes impairment losses and reversals of trade and other receivables totaling €16 million, essentially reflecting an increase in provisions for impaired receivables.
In 2022, impairment losses included impairment losses on the equity investments held in the subsidiaries in Romania (€995 million), impairment losses of €195 million on the investment in Enel Russia PJSC sold in

October 2022 and impairment losses on the investments in the subsidiaries Enel Green Power SpA (€228 million), Enel Innovation Hubs Srl (€16 million) and Enel Investment Holding BV (€1 million). Reversals of impairment losses were recognized on the investments in the subsidiaries Enel Global Trading SpA (€162 million) and Enel Global Services Srl (€1 million).

For details on the criteria used to determine the impairment losses, please see note 13 "Equity investments" below.

5.e Other operating costs – *€47 million*

Other operating costs increased by €20 million mainly reflecting the waiver of receivables of the Company and other Group companies in respect of Enel Generación Costanera SA under the Termination Intercompany Agreement signed as part of the agreements for the sale of our assets in Argentina and uncollected receivables due from Rusenergosbyt LLC.

6. Income from equity investments – *€4,269 million*

Millions of euro			
	2023	2022	Change
Dividends from subsidiaries	**4,269**	**8,761**	**(4,492)**
Enel Américas SA	88	99	(11)
Enel Chile SA	285	28	257
Enel Grids Srl	267	-	267
Enel Iberia SRLU	1,415	648	767
Enel Italia SpA	2,214	7,970	(5,756)
Enel Innovation Hubs Srl	-	16	(16)
Dividends from joint ventures	**-**	**9**	**(9)**
Rusenergosbyt LLC	-	9	(9)
Total income from equity investments	**4,269**	**8,770**	**(4,501)**

The item regards dividends approved by subsidiaries, down by di €4,501 million compared with 2022, mainly reflecting a decrease in the distribution of dividends by Enel Italia SpA, which in 2022 had distributed available reserves in the amount of €6,000 million, partly offset by an increase in dividends distributed by Enel Iberia SRLU, Enel Grids Srl and Enel Chile SA.
At year end, outstanding interim dividends for 2023 included those approved by the subsidiaries Enel Iberia SRLU (€300 million), Enel Américas SA (€88 million) and Enel Chile SA (€24 million), which were collected almost in their entirety in the early months of 2024.

7. Net financial income/(expense) from derivatives – *€38 million*

Millions of euro	2023	2022	Change
Income from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**762**	**1,796**	**(1,034)**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	762	1,796	(1,034)
- on behalf of Enel SpA:	**145**	**335**	**(190)**
- income from cash flow hedge derivatives	121	204	(83)
- income from derivatives at fair value through profit or loss	24	131	(107)
Total income from derivatives	**907**	**2,131**	**(1,224)**
Expense from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**766**	**1,791**	**(1,025)**
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	766	1,791	(1,025)
- on behalf of Enel SpA:	**103**	**169**	**(66)**
- expense from cash flow hedge derivatives	67	114	(47)
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	36	55	(19)
Total expense from derivatives	**869**	**1,960**	**(1,091)**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**38**	**171**	**(133)**

Net financial income from derivatives amounted to €38 million (€171 million in 2022).

The decrease of €133 million reflects the decrease in net financial income on cash flow hedge derivatives (€36 million), the decrease of net financial income on derivatives at fair value through profit or loss (€88 million), entered into on behalf of Enel SpA, and the decrease in net financial income on derivatives entered into on behalf of Group companies (€9 million).

For more details on derivatives, please see note 32 "Financial instruments" and note 34 "Derivatives and hedge accounting".

8. Net other financial income/(expense) – *€(471) million*

Millions of euro	2023	2022	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on short-term financial assets	235	183	52
Total	**235**	**183**	**52**
Exchange gains	32	45	(13)
Other	214	204	10
Total other financial income	**481**	**432**	**49**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	163	88	75
Interest expense on bonds	240	297	(57)
Interest expense on other borrowings	449	309	140
Total	**852**	**694**	**158**
Exchange losses	32	90	(58)
Interest expense on defined benefit plans and other long-term employee benefits	6	1	5
Financial expense on debt management transactions	7	-	7
Other	55	2	53
Total other financial expense	**952**	**787**	**165**
NET OTHER FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(471)**	**(355)**	**(116)**

Other financial income amounted to €481 million, an increase of €49 million on the previous year, mainly reflecting:

- an increase of €52 million in interest income on short-term financial assets;
- a decrease of €13 million in exchange gains, mainly reflecting developments in exchange rates associated with net debt denominated in currencies other than the euro.

Other financial expense amounted to €952 million, an increase of €165 million compared with 2022 mainly reflecting:

- an increase of €75 million in financial expense on bank borrowings mainly reflecting the increase in interest rates in 2023, the increase in financial expense on other borrowings, reflecting the use of revolving credit lines with Enel Finance International NV and the intercompany current accounts held with Group companies, in the total amount of €140 million, partly offset by the decrease of €57 million in interest on bonds as a result of the Company's finance strategy to actively manage maturities and the cost of borrowing;
- a decrease of €58 million in exchange losses, reflecting developments in exchange rates associated with net debt denominated in currencies other than the euro;
- an increase of €53 million in other interest and charges on guarantees from third parties, together with €7 million in premiums paid to bond holders as part of the tender offer for the hybrid bond of $1,250 million.

9. Income taxes – *€(136) million*

Millions of euro			
	2023	2022	Change
Current taxes	(141)	(111)	(30)
Deferred tax income	-	9	(9)
Deferred tax expense	5	(4)	9
Total taxes	**(136)**	**(106)**	**(30)**

Income taxes for 2023 showed a benefit of €136 million, mainly as a result of the reduction in the tax base for the corporate income tax (IRES) compared with pre-tax profit due to the exclusion of 95% of the dividends received from the subsidiaries and the deductibility of Enel SpA's interest expense for the Group in accordance with corporate income tax law (Article 96 of the Consolidated Income Tax Code).

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro				
	2023	**%**	2022	%
Pre-tax profit	2,896		7,051	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**695**	**24.0%**	**1,692**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(973)	-33.6%	(2,072)	-29.4%
- dividends on equity investments, not collected	(5)	-0.2%	-	
- uses of provisions	(12)	-0.4%	(16)	-0.2%
- reversal of previous impairment losses	-		(39)	-0.6%
- other	(47)	-1.6%	(30)	-0.4%
- capital gain on Rusenergosbyt LLC sale	(10)	-0.3%	-	
Tax increases:				
- impairment losses/(gains) for the year	145	5.0%	305	4.3%
- accruals to provisions	12	0.4%	1	
- prior-year expense	8	0.3%	46	0.7%
- other	7	0.2%	9	0.1%
Total current corporate income taxes (IRES)	**(180)**	**-6.2%**	**(104)**	**-1.5%**
Foreign taxes	**39**	**1.3%**	**3**	
Difference on estimated income taxes from prior years	**1**		**(10)**	**-0.1%**
Total deferred tax items	**4**	**0.1%**	**5**	**0.1%**
- of which impact of change in tax rate	-		-	
- of which changes for the year	*5*		*5*	
- of which difference of prior-year estimates	*(1)*		-	
TOTAL INCOME TAXES	**(136)**	**-4.8%**	**(106)**	**-1.5%**

Information on the Statement of Financial Position

Assets

10. Property, plant and equipment – *€9 million*

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	1	6	3	5	33	42	-	90
Accumulated depreciation	-	(4)	(3)	(5)	(25)	(41)	-	(78)
Balance at Dec. 31, 2021	**1**	**2**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**12**
Capital expenditure	-	-	-	-	2	-	-	2
Entry into service	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	(1)	-	-	(2)	-		(3)
Total changes	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**
Cost	1	6	3	5	35	42	-	92
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(27)	(41)	-	(81)
Balance at Dec. 31, 2022	**1**	**1**	**-**	**-**	**8**	**1**	**-**	**11**
Capital expenditure	-	-	-	-	3	-	-	3
Entry into service	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	-	-	-	(4)	(1)		(5)
Total changes	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**	**-**	**(2)**
Cost	1	6	3	5	38	42	-	95
Accumulated depreciation	-	(5)	(3)	(5)	(31)	(42)	-	(86)
Balance at Dec. 31, 2023	**1**	**1**	**-**	**-**	**7**	**-**	**-**	**9**

Property, plant and equipment totaled €9 million, a decrease of €2 million compared with December 31, 2022, reflecting the negative balance between depreciation recognized (€5 million) and capital expenditure for 2023 (€3 million).

11. Intangible assets – *€131 million*

Intangible assets, all of which have a finite useful life, break down as follows.

Millions of euro	Industrial patents and intellectual property rights	Other intangible assets under development	Total
Balance at Dec. 31, 2021	**88**	**55**	**143**
Investments	4	38	42
Assets entering service	36	(36)	-
Amortization	(52)	-	(52)
Total changes	**(12)**	**2**	**(10)**
Balance at Dec. 31, 2022	**76**	**57**	**133**
Investments	4	41	45
Assets entering service	-	-	-
Amortization	(47)	-	(47)
Total changes	**(43)**	**41**	**(2)**
Balance at Dec. 31, 2023	**33**	**98**	**131**

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €33 million (€76 million at December 31, 2022), mainly regard costs incurred in purchasing applications software. Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's residual useful life (three years on average).
Other intangible assets under development amounted to €98 million and increased by €41 million, due to investments in information-technology projects related to digital development projects for the computerization of business processes, compliance and reporting of Holding Company Functions, in particular in the areas of Administration, Finance and Control, Legal, Corporate, Regulatory and Antitrust Affairs, External Relations, People and Organization and Audit.

12. Deferred tax assets and liabilities – *€106 million and €43 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2022	Increase/(Decrease) taken to profit or loss	Increase/(Decrease) taken to equity	at Dec. 31, 2023
Deferred tax assets				
Nature of temporary differences:				
- provisions for risks and charges and impairment losses	4	3	-	7
- derivatives	106	-	(42)	64
- other items	36	(1)	-	35
Total deferred tax assets	**146**	**2**	**(42)**	**106**
Deferred tax liabilities				
Nature of temporary differences:				
- measurement of financial instruments	(98)	-	60	(38)
- other items	-	(5)	-	(5)
Total deferred tax liabilities	**(98)**	**(5)**	**60**	**(43)**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**48**			**63**

Deferred tax assets totaled €106 million (€146 million at December 31, 2022) and essentially regard deferred tax assets on the fair value measurement of cash flow hedges.
Deferred tax liabilities came to €43 million (€98 million at December 31, 2022) and mainly regard deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedge instruments.
The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES.

13. Equity investments – *€60,917 million*

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding carrying amounts at the beginning and end of the year, as well as the list of investments held in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding	Capital contributions and loss coverage	Acquisitions/(Disposals)/(Liquidations)/(Repayments)	Incorporations/Contributions	Mergers/Spin-offs	Reclassifications	Value adjustments	Net change	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
	at Dec. 31, 2022							Changes in 2023					at Dec. 31, 2023				
A) Subsidiaries																	
Enel Global Services Srl	70	-	1	71	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	-	2	72	100.0
Enel Global Thermal Generation Srl	57	(39)	-	18	100.0	-	-	-	(57)	-	39	(18)	-	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1,401	-	2	1,403	100.0	-	-	-	-	-	-	-	1,401	-	2	1,403	100.0
Enel Green Power SpA	2,006	(725)	4	1,285	100.0	-	-	-	57	-	(644)	(587)	2,063	(1,369)	5	699	100.0
Enel Grids Srl	59	-	2	61	100.0	-	-	-	-	-	-	-	59	-	3	62	100.0
Enel Holding Finance Srl	7,875	-	-	7,875	100.0	-	-	-	-	-	-	-	7,875	-	-	7,875	100.0
Enel Iberia SRLU	13,713	-	1	13,714	100.0	-	-	-	-	-	-	-	13,713	-	1	13,714	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(63)	-	7	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	(63)	-	7	100.0
Enel Insurance NV	502	-	-	502	100.0	100	-	-	-	-	-	100	602	-	-	602	100.0
Enel Investment Holding BV [1]	4,497	(4,491)	-	6	100.0	-	-	-	-	-	-	-	4,497	(4,492)	-	5	100.0
Enel Italia SpA	12,790	-	5	12,795	100.0	-	-	-	(27)	-	-	(27)	12,763	-	6	12,769	100.0
Enel North America Inc.	4,035	-	-	4,035	100.0	1,502	-	-	-	-	-	1,502	5,537	-	1	5,538	100.0
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	3	3	-	-	3	100.0
Enel X Srl	239	-	2	241	100.0	-	-	-	-	-	-	-	239	-	3	242	100.0
Enel X Way Srl	889	-	-	889	100.0	-	-	-	27	-	-	27	916	-	-	916	100.0
Enelpower Srl	189	(163)	-	26	100.0	-	-	-	-	-	-	-	189	(163)	-	26	100.0
Vektör Enerji Üretim AŞ	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Américas SA	11,658	-	-	11,658	82.3	-	-	-	-	-	-	-	11,658	-	-	11,658	82.3
Enel Chile SA	2,671	-	-	2,671	64.9	-	-	-	-	-	-	-	2,671	-	-	2,671	64.9
Enel Finance International NV	2,624	-	-	2,624	25.0	-	-	-	-	-	-	-	2,624	-	-	2,624	25.0
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total subsidiaries	**65,345**	**(5,481)**	**17**	**59,881**		**1,602**	**-**	**3**	**-**	**-**	**(605)**	**1,000**	**66,950**	**(6,087)**	**23**	**60,886**	
B) Joint ventures																	
Rusenergosbyt LLC	41	-	-	41	49.5	-	(41)	-	-	-	-	(41)	-	-	-	-	-
Total joint ventures	**41**	**-**	**-**	**41**		**-**	**(41)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(41)**	**-**	**-**	**-**	**-**	
C) Associates																	
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
Total associates	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) Other companies																	
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
Empresa Propietaria de la Red SA	5	2	-	7	11.1	-	-	-	-	-	1	1	5	3	-	8	11.1
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1
Total other companies	**10**	**(3)**	**-**	**7**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**	**1**	**10**	**(2)**	**-**	**8**	
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**65,419**	**(5,484)**	**17**	**59,952**		**1,602**	**(41)**	**3**	**-**	**-**	**(604)**	**960**	**66,983**	**(6,089)**	**23**	**60,917**	

(1) The balance at December 31, 2023 reflects a more accurate calculation of the aggregate.

947/1074

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The table below reports changes in equity investments in 2023.

Millions of euro	
Increases	
Formation of Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	3
Capital contribution to Enel North America Inc.	1,502
Capital contribution to Enel Insurance NV	100
Revaluation of investment held in Empresa Propietaria de la Red SA	1
Total increases	**1,606**
Decreases	
Impairment loss on Enel Green Power SpA	(605)
Disposal of Rusenergosbyt LLC	(41)
Total decreases	**(646)**
NET CHANGE	**960**

In 2023 the carrying amount of investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies increased by €960 million as a result of:

- the incorporation on March 23, 2023 of Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA, a 100% subsidiary of Enel SpA, with a share capital of €3 million. The establishment of the company is part of the project to re-domicile in Italy the Dutch reinsurance company Enel Insurance NV, the Group's captive insurance company. The operation was accomplished through the merger of Enel Insurance NV into Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA following the IVASS process to obtain authorization for the company to engage in reinsurance activities in Italy and for the cross-border merger of Enel Insurance into Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA;
- capital contributions, on August 3, 2023 and December 4, 2023, to the subsidiary Enel North America Inc. for a total amount of €1,502 million to support the business requirements of its companies and ensure the completion of projects under construction;
- a capital contribution of €100 million in December 2023 to Enel Insurance NV, the Group's captive reinsurance company, in order to support its reinsurance business during the transfer of reinsurance operations from the Netherlands to Italy, IVASS having issued the necessary authorizations for the merger of Enel Insurance NV into Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA;
- the disposal in December 2023 of the equity stake held in the joint venture Rusenergosbyt LLC, carried at €41 million;
- the impairment loss of €605 million on the investment in Enel Green Power SpA, mainly reflecting changes in macroeconomic conditions and the consequent increase in discount rates, as well as a decrease in expected growth;
- the increase in the fair value measurement of the equity investment in Empresa Propietaria de la Red SA in the amount of €1 million.

The following corporate transactions did not modify the overall value of the investments held by Enel SpA. In particular:

- the merger of Enel Global Thermal Generation Srl into Enel Green Power SpA with effect from January 1, 2023;
- with effect from July 1, 2023, the partial demerger of Enel Italia SpA, in respect of the entire interest held in Enel X Mobility Srl, in favor of Enel X Way Italia Srl and, on the same date, the merger of Enel X Mobility Srl into Enel X Way Italia Srl.

In accordance with IFRS 2, the carrying amount of investments in the subsidiaries involved in the Long-term Incentive Plan for 2020, 2021, 2022 and 2023 has also been increased by the fair value of the equity

component for the year, recognized in specific equity reserves, in the overall amount of €6 million. In the case of the award of equity instruments to the employees of indirect subsidiaries, the carrying amount of the equity investment in the direct subsidiary was increased.

The following table shows the assumptions used in determining the impairment loss on the investments held in Enel Green Power SpA.

Millions of euro	Original cost	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Carrying amount post impairment	Original cost	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Carrying amount post impairment
	at Dec. 31, 2023						at Dec. 31, 2022					
Enel Green Power SpA	1,285	2.3%	9.8%	3 years	Annuity/23 years	699[4]	1,513	2.5%	8.4%	3 years	Annuity/26 years	1,285

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period, considering the country average including the stand-alone company.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC. The assumptions consider the country average including the stand-alone company.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column.
(4) The carrying amount was impacted by the merger in 2023 with Enel Global Thermal Generation Srl.

The recoverable amount of the equity investments recognized through the impairment tests was estimated by calculating the equity value of the investments through an estimate of their value in use using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market risk premiums. For the purpose of comparing the carrying amount of the investments, the enterprise value resulting from the estimation of future cash flows was converted into the equity value by subtracting the net financial position of the investee. Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate and drawn for the explicit period from the 2024-2026 Business Plan approved by the Board of Directors of the Company on November 21, 2023, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing for these equity investments differs in accordance with the specific features and business cycles of the various companies. The terminal value, on the other hand, was calculated as a perpetuity or annuity with a nominal growth rate equal to the long-term rate of growth in electricity demand and/or inflation (depending on the country and business involved).

With regard to the investments held in the companies Enel Italia SpA, Enel X Way Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, Enel Grids Srl, Enel Insurance NV, Enel Global Services Srl the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than equity at December 31, 2023 for each investee. This circumstance is not felt to represent an impairment loss in respect of the investment but rather a temporary mismatch between the two amounts. More specifically, for the companies Enel Italia SpA, Enel X Way Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA, Enel Grids Srl, Enel Global Services Srl the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, following which the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows was determined by means of an impairment test. As a result of this test, a greater value emerged that was not reflected in equity to an extent necessary to confirm the full recoverability of the value of the investments. It should also be noted that these investments have passed their related impairment tests.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.

The following table reports the share capital and equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other investees at December 31, 2023.

	Registered office	Currency	Share capital	Equity (millions of euro)	Prior year profit/(loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Global Services Srl	Rome	EUR	10,000	51	1	100.0	72
Enel Global Trading SpA	Rome	EUR	90,885,000	2,138	1,103	100.0	1,403
Enel Green Power SpA	Rome	EUR	272,000,000	-	-	100.0	699
Enel Grids Srl	Rome	EUR	10,100,000	45	(8)	100.0	62
Enel Holding Finance Srl	Rome	EUR	10,000	7,874	-	100.0	7,875
Enel Iberia SRLU	Madrid	EUR	336,142,500	23,661	1,642	100.0	13,714
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	EUR	1,100,000	8	-	100.0	7
Enel Insurance NV	Amsterdam	EUR	60,000	567	(76)	100.0	602
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1,000,000	5	(1)	100.0	5
Enel Italia SpA	Rome	EUR	100,000,000	4,454	3,166	100.0	12,769
Enel North America Inc.	Andover	USD	50	6,151	(1,131)	100.0	5,538
Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA	Rome	EUR	3,000,000	3	-	100.0	3
Enel X Srl	Rome	EUR	1,050,000	-	-	100.0	242
Enel X Way Srl	Rome	EUR	6,026,000	-	-	100.0	916
Enelpower Srl	Milan	EUR	2,000,000	29	3	100.0	26
Vektör Enerji Üretim A.Ş.	Istanbul	TRY	3,500,000			100.0	-
Enel Américas SA	Santiago	USD	15,799,226,825	15,408	1,084	82.3	11,658
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3,882,103,470,184	4,935	749	64.9	2,671
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1,478,810,371	10,213	350	25.0	2,624
Enel Green Power Chile SA	Santiago	USD	842,121,531	860	54	0.0	-
B) Associates							
CESI SpA	Milan	EUR	8,550,000	99	(5)	42.7	23
C) Other companies							
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	ARS	2,025,191,313	1	2	-	-
Elcogas SA in liquidation	Puertollano	EUR	809,690	-	-	4.3	-
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	58,500,000	-		11.1	8
Idrosicilia SpA	Milan	EUR	22,520,000	20	-	1.0	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2,700,000	-	-	11.1	-

Equity investments in other companies at December 31, 2023 are all related to unlisted companies. During the transition to IFRS 9, the option of measuring these financial assets at fair value through other comprehensive income was applied.

The investment in Elcogas SA was completely written off in 2014 and since January 1, 2015, the company, in which Enel has a stake of 4.3%, is in liquidation. The profit participation loan of €6 million granted in 2014 has also been written down to take account of accumulated losses.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, [illegible]
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**8**	**7**
Empresa Propietaria de la Red SA	8	7
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidation	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives – *€261 million, €76 million, €620 million, €106 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Derivative financial assets	261	349	76	390
Derivative financial liabilities	620	663	106	178

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 32 "Financial instruments", and 34, "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets – *€10 million*

Millions of euro				
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Change
Financial prepayments		7	10	(3)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	3	4	(1)
Total		**10**	**14**	**(4)**

Financial prepayments essentially refer to the remaining portion of the transaction costs of the revolving credit lines of €10 billion expiring in 2026 and €3.5 billion in 2025, between Enel SpA, Enel Finance International NV and Mediobanca. The item reports the non-current portion of those costs, and their reversal through profit or loss depends on the type of fee involved and the maturity of the credit line.

15.1 Other non-current financial assets included in debt – *€3 million*

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Other loan assets	3	4	(1)
Total	**3**	**4**	**(1)**

Other loan assets are accounted for by loans to employees.

16. Other non-current assets – *€73 million*

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Tax assets	9	12	(3)
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	64	69	(5)
Total other non-current assets	**73**	**81**	**(8)**

Tax assets include the residual amount of €9 million due in respect of the claim for reimbursement for excess income tax paid as a result of not partially deducting IRAP in calculating taxable income for IRES purposes. These claims were submitted by Enel SpA on its own behalf for 2003 and on its own behalf and as the consolidating company for 2004-2011.

In 2022 the item included the asset of €3 million, collected in October 2023, arising from the definitive calculation of the withholding tax levied on the dividends of Enel Américas SA pertaining to 2021.
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities refer to amounts due in respect of the assumption by Group companies of their share of the supplementary pension plan. The terms of the agreement state that the Group companies concerned are to reimburse the costs of extinguishing defined benefit obligations of the Parent, which are recognized under employee benefits. On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the plan will expire within the following five years.

17. Trade receivables – *€167 million*

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	163	278	(115)
- due from third-party customers	4	16	(12)
Total	**167**	**294**	**(127)**

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies.
The decrease on December 31, 2022 reflects developments in the revenue connected with those services.

Trade receivables from third-party customers concern services of various types.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Subsidiaries			
Edistribución Redes Digitales SLU	5	8	(3)
e-distribuzione SpA	17	16	1
Endesa Energía SA	2	2	-
Endesa Generación SA	3	4	(1)
Endesa SA	8	13	(5)
Enel Américas SA	2	6	(4)
Enel Brasil SA	33	93	(60)
Enel Chile SA	8	9	(1)
Enel Distribución Chile SA	2	5	(3)
Enel Distribución Perú SAA	3	3	-
Enel Energia SpA	4	7	(3)
Enel Generación Chile SA	2	5	(3)
Enel Generación Perú SAA	2	2	-
Enel Global Services Srl	13	12	1
Enel Green Power Chile SA	3	3	-
Enel Green Power Hellas SA	6	3	3
Enel Green Power Italia Srl	2	2	-
Enel Green Power North America Inc.	2	10	(8)
Enel Green Power SpA	3	3	-
Enel Grids Srl	1	1	-
Enel Italia SpA	(1)	(1)	-
Enel North America Inc.	2	3	(1)
Enel Produzione SpA	5	4	1
Enel Romania Srl	-	5	(5)
Enel X Srl	2	3	(1)
Enel X Way Srl	2	4	(2)
E-Distribuţie Banat SA	-	6	(6)
E- Distribuţie Dobrogea SA	-	3	(3)
E- Distribuţie Muntenia SA	-	10	(10)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	1	1
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	1	-
Vektör Enerji Üretim A.Ş.	8	8	-
Other	21	24	(3)
Total	**163**	**278**	**(115)**

Trade receivables by geographical segment are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Italy	57	56	1
EU	31	79	(48)
Non-EU Europe	1	2	(1)
Other	78	157	(79)
Total	**167**	**294**	**(127)**

18. Income tax assets – *€309 million*

Income tax assets at December 31, 2023 essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes for 2023 and the IRES credit for 2022 (€286 million), the credit for withholding tax on dividends of Enel Chile SA and payments received from Enel X Brasil SA in respect of services (€16 million) and the credit for withholding tax on interest income (€6 million).

19. Other current financial assets – *€6,483 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	6,428	3,395	3,033
Other sundry current financial assets		55	85	(30)
Total		**6,483**	**3,480**	**3,003**

For more information on "other current financial assets included in debt", please see note 19.1.
"Other current financial assets" essentially refer to receivables in respect of Group companies for interest and other fees deriving from financial services contracts amounting to €9 million (€11 million at December 31, 2022), financial assets in respect of the outcome of derivative positions amounting to €5 million (€20 million at December 31, 2022), current accrued financial income of €35 million (€40 million at December 31, 2022) and current financial prepaid expense of €6 million (€14 million at December 31, 2022).

19.1 Other current financial assets included in debt – *€6,428 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Loan assets due from Group companies:				
- short-term loan assets (intercompany current accounts)	32.1.1	5,934	2,489	3,445
- short-term financing		6	512	(506)
Total		5,940	3,001	2,939
Loan assets due from others:				
- other loan assets		6	5	1
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	32.1.1	482	389	93
Total		**488**	**394**	**94**
TOTAL		**6,428**	**3,395**	**3,033**

20. Other current assets – *€1,581 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Tax assets	13	286	(273)
Other amounts due from Group companies	1,552	283	1,269
Other amounts due	16	15	1
Total	**1,581**	**584**	**997**

Tax assets amounted to €13 million and essentially includes the tax asset of €8 million in respect of the IRES reimbursement for 2011-2014 paid to Enel SpA following an agreement procedure (MAP) begun in 2021 and completed in 2022 with an agreement between the Italian and Spanish tax authorities eliminating the double taxation charged to the multinational group following adjustments made to transfer prices applied in transactions between Enel SpA and its Spanish subsidiaries in 2011, 2012, 2013 and 2014.

The previous year, the item included the residual Enel Group VAT credit (€274 million).
Other amounts due from Group companies essentially regard receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€1,120 million), receivables for the interim dividend approved by the subsidiaries Enel Iberia SRLU (€300 million), Enel Américas SA (€88 million) and Enel Chile SA (€24 million), as well as VAT assets in respect of companies participating in the Group VAT mechanism (€18 million).
Other amounts due, equal to €16 million, are substantially in line with the 2022 values.

21. Cash and cash equivalents – *€1,122 million*

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Bank and post office deposits	1,122	4,868	(3,746)
Total	**1,122**	**4,868**	**(3,746)**

Cash and cash equivalents decreased by €3,746 million on December 31, 2022, reflecting cash flows absorbed by ordinary operations.

Cash flows from operating activities in 2023 were a positive €4,277 million (€8,689 million at December 31, 2022), a decrease of €4,412 million compared with 2022, mainly reflecting a decrease in dividends received, partly offset by a decrease in IRES payments on account for the companies participating in the consolidated tax mechanism, and lower cash requirements connected with the change in net working capital.

During the year, financing activities absorbed cash flows of €7,016 million. This mainly reflected repayments in the period on long-term borrowings (€2,803 million) and perpetual hybrid bonds (€752 million), payment of dividends (€4,091 million), the net reduction in financial debt (€3,107 million) and the payment of coupons to holders of perpetual hybrid bonds (€182 million), partly offset by the issue of new long-term borrowings (€2,201 million) and perpetual hybrid bonds (€1,738 million).

Investing activities absorbed cash flows of €1,007 million, mainly reflecting the capital contributions to the subsidiaries Enel North America Inc. (€1,502 million) and Enel Insurance NV (€100 million), together with the capital contribution to the newly-formed Enel Reinsurance - Compagnia di riassicurazione SpA (€3 million), partly offset by the liquidity generated by the sale of companies in Romania and of Rusenergosbyt LLC.

The cash requirements of investing and financing activities were primarily funded by the contribution of the cash flows generated by operating activities, which were a positive €4,277 million, as well as of cash and cash equivalents, which at December 31, 2023 were €1,122 million (€4,868 million at January 1, 2023).

22. Non-current assets classified as held for sale

In 2022 non-current assets reclassified as held for sale included the equity investments in E-Distribuţie Muntenia SA, E-Distribuţie Banat SA, E-Distribuţie Dobrogea SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA and Enel Romania SA, for a total €654 million, following the agreement on the sale to the Greek company Public Power Corporation SA (PPC) of all the equity stakes held by the Enel Group in Romania.
During the year, the item was further adjusted by €46 million before completion of the sale on October 25, 2023 for a total of €1,241 million at the Group level.

The item also included the equity interest held (about 0.009%) in the Chilean company Arcadia Generación Solar SpA, established on January 1, 2023 following the contribution by Enel Green Power Chile SA of a portfolio of four operating PV plants with a total installed capacity of approximately 416 MW.
On October 25, 2023 Enel and the subsidiary Enel Chile SA finalized the sale of the entire stake held in the Chilean company to Sonnedix, an international renewable energy producer, for a total of about €535 million.

Liabilities and equity

23. Equity – *€37,883 million*

Equity amounted to €37,883 million, a decrease of €459 million on December 31, 2022.
The change is mainly attributable to:

- profit for the year (€2,972 million);
- the distribution of the balance of the dividend for 2022 in the amount of €0.20 per share (for a total of €2,033 million), as approved by the Shareholders' Meeting on May 10, 2023 and the interim dividend for 2023 approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024 (€0.215 per share for a total of €2,186 million);
- the issue of perpetual hybrid bonds for €1,738 million and the repurchase and subsequent cancellation of perpetual hybrid bonds for a total of €752 million;
- the payment of coupons to holders of perpetual hybrid bonds for a total of €182 million.

Share capital – *€10,167 million*

At December 31, 2023 the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each.
The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2022.
At December 31, 2023, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Company pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.023% stake held for asset management purposes).

Negative treasury share reserve – *€(59) million*

At December 31, 2023, treasury shares are represented by 9,262,330 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (7,153,795 at December 31, 2022), purchased through a qualified intermediary for a total amount of about €59 million.
On October 5, 2023, the Board of Directors of the Company, implementing the authorization granted by the Shareholders' Meeting held on May 10, 2023, approved the launch of a share buyback program for 4.2 million, equivalent to about 0.041% of Enel's share capital.
The program, which began on October 16, 2023 and was completed on January 18, 2024, was introduced to serve the 2023 Long-Term Incentive Plan for the management of Enel and/or of its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code (2023 LTI Plan) which was also approved by Enel's Shareholders' Meeting of May 10, 2023.
As a result of these transactions, a total of 3,377,224 Enel shares (equal to 0.0332% of share capital) were acquired at a volume-weighted average price of €6.2205 per share for a total of €21 million. Moreover, a total of 1,268,689 shares were granted, following achievement of performance targets, to the beneficiaries of the LTI Plans for 2019 and 2020, for €9 million.
As a result of the award and considering the treasury shares already owned, at December 31, 2023 Enel held 9,262,330 treasury shares, equal to about 0.0911% of share capital, serving the Long-Term Incentive Plans (the LTI Plans for 2020, 2021, 2022 and 2023).
In accordance with Article 2357-*ter*, paragraph 2, of the Italian Civil Code, treasury shares do not participate in the distribution of the dividend.
For more details, please see note 36 "Share-based payments".

Perpetual hybrid bonds – *€6,553 million*

On January 9, 2023, Enel SpA launched the issue of non-convertible, subordinated, perpetual hybrid bonds for institutional investors on the European market, denominated in euros, with an aggregate principal amount of €1,750 million.

These bonds were recognized net of transaction costs for a total of €1,738 million.

The issuance is carried out in execution of the resolution of the Company's Board of Directors of December 14, 2022, which authorized Enel to issue, by December 31, 2023, one or more non-convertible subordinated hybrid bonds, including perpetual bonds, in an overall maximum amount of up to €2 billion.

The securities are listed on the regulated market of the Irish Stock Exchange.

At the same time, Enel also launched a voluntary tender offer to repurchase for cash and subsequently cancel the €750 million equity-accounted perpetual hybrid bond with first call date in August 2023 and 2.500% coupon.

With the conclusion of the voluntary tender offer on January 20, 2023, having met the conditions envisaged in the clean-up call clause, the bond was redeemed in full and cancelled in the amount of €752 million, including transaction costs.

During 2023, the Company paid coupons to holders of perpetual hybrid bonds for €182 million.

Other reserves– *€11,784 million*

Share premium reserve – *€7,496 million*

The share premium reserve at December 31, 2023 was equal to €7,496 million, unchanged compared with the previous year.

Legal reserve – *€2,034 million*

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, is unchanged compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 – *€2,215 million*

The reserve shows the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.

In the case of a distribution of this reserve, the tax treatment for capital reserves as defined by Article 47 of the Consolidated Income Tax Code shall apply.

Other reserves – *€146 million*

Other reserves include €19 million related to the reserve for capital grants, which reflects 50% of the grants received from Italian public entities and EU bodies in application of related laws for new works (pursuant to Article 55 of Presidential Decree 917/1986), which is recognized in equity in order to take advantage of tax deferment benefits.

The item also includes the unavailable reserve established for the purchase of treasury shares in the amount of €59 million in execution of the resolutions of the Ordinary Shareholders' Meeting of Enel SpA and the reserves established to recognize the value of the equity component granted to the management of the Company and the subsidiaries as part of the 2019, 2020, 2021, 2022 and 2023 Long-Term Incentive Plans in the amount of €19 million.

It also includes €29 million in respect of the stock option reserve and €20 million for other reserves.

Hedging reserves – *€(83) million*

At December 31, 2023, the item includes the hedging reserve and the hedging costs reserve, which amounted to a negative €83 million overall (net of the positive tax effect of €26 million).

Reserve from measurement of financial assets at FVOCI – *€3 million*

At December 31, 2023, the valuation reserve for financial assets at FVOCI came to €3 million, reflecting the fair value measurement of Empresa Propietaria de la Red SA for €1 million.

Actuarial reserve – *€(27) million*

At December 31, 2023, the actuarial reserve amounted to €27 million (net of the positive tax effect of €6 million). The reserve includes actuarial gains and losses recognized directly in equity, as the corridor approach is no longer permitted under the new version of "IAS 19 - Employee Benefits".

The table below provides a breakdown of changes in the hedging and actuarial reserves in 2022 and 2023.

Millions of euro	At Jan. 1, 2022	Gross gains/(losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2022	Gross gains/(losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2023
Hedging reserve	(316)	464	(54)	(93)	(23)	(24)	(257)	207	17	(23)	(80)
Hedging costs reserve	-	(4)	-	1	-	(3)	-	-	-	-	(3)
Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	-	2	-	-	-	2	1	-	-	-	3
Actuarial reserve	(35)	17	-	(4)	-	(22)	(7)	-	2	-	(27)
Gains/(Losses) recognized directly in equity	**(353)**	**479**	**(54)**	**(96)**	**(23)**	**(47)**	**(263)**	**207**	**19**	**(23)**	**(107)**

Retained earnings – *€8,592 million*

For 2023 the item showed an increase of €2,896 million, reflecting:

- the allocation of profit for the year 2022, in execution of the resolutions of the Shareholders' Meeting of May 10, 2023, covering the amounts paid in 2022 as coupons to the holders of perpetual hybrid bonds (€123 million) and the remainder of profit for a total of €2,969 million, including the portion of the undistributed dividend balance in respect of treasury shares held in the portfolio at the record date of July 25, 2023;
- the payment of coupons in the total amount of €182 million to the holders of perpetual hybrid bonds;
- the partial release of the unavailable reserve following the award of treasury shares to the beneficiaries of the LTI Plans for 2019 and 2020, for a total of €9 million;
- a specific unavailable reserve of about €26 million, established for the purchase of treasury shares serving the 2023 LTI Plan;

- waived collection of the 2023 interim dividend on treasury shares held at the record date of January 23, 2024 in the amount of €2 million.

Profit for the year – *€846 million*

Profit for 2023, net of the interim dividend for 2023 of €0.215 per share (for a total of €2,186 million), amounted to €846 million.

The table below shows the availability of reserves for distribution.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	Possible uses	Amount available	
Share capital	10,167			
Capital reserves:				
- share premium reserve	7,496	ABC	7,496	
- equity instruments – perpetual hybrid bonds	6,553			
Income reserves:				
- legal reserve	2,034	B		
- negative treasury share reserve	(59)			
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215	
- hedging reserve	(83)			
- reserve from measurement of financial assets at FVOCI	3			
- reserve for capital grants	19	ABC	19	
- stock option reserve	29	ABC	29	(1) (2)
- actuarial reserve	(27)			
- reserve for share-based payments (LTI)	19			
- other	79	ABC	20	
Retained earnings/(loss carried forward)	8,592	ABC	8,592	
Total	**37,037**		**18,371**	
of which amount available for distribution			*18,368*	

A: for capital increases.
B: to cover losses.
C: for distribution to shareholders.
(1) Regards lapsed options.
(2) Not distributable in the amount of €3 million regarding options granted by the Parent to employees of subsidiaries that have lapsed.

There are no restrictions on the distribution of the reserves pursuant to Article 2426, paragraph 1(5), of the Italian Civil Code since there are no unamortized start-up and expansion costs or research and development expenditure, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Italian Civil Code.
It should be noted that, in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings" has been used in the amount of €1,322 million for the distribution of dividends to shareholders.

23.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2022 and 2023.

	Amount distributed (in millions of euro)	Dividend per share (in euro)
Dividends distributed in 2022		
Dividends for 2021	3,861	0.38
Interim dividend for 2022 (1)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2022	**3,861**	**0.38**
Dividends distributed in 2023		
Dividends for 2022	4,064	0.40
Interim dividend for 2023 (2)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends distributed in 2023	**4,064**	**0.40**

(1) Approved by the Board of Directors on November 3, 2022 and paid as from January 25, 2023 (interim dividend per share of €0.20 euro for a total of €2,033 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 7, 2023 and paid as from January 24, 2024 (interim dividend per share of €0.215 for a total of €2,186 million).

Dividends distributed are shown net of the amounts attributable to treasury shares held at the respective record dates. The Company waived collection of dividends on these shares, which were recognized under retained earnings.

The dividend for 2023, equal to €0.43 per share, amounting to a total of €4,372 million (of which €0.215 per share for a total of €2,186 million already paid as an interim dividend), will be proposed to the Shareholders' Meeting of May 23, 2024, at a single call.

These separate financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2023 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2023 interim dividend approved by the Board of Directors on November 7, 2023 in the maximum potential amount of €2,186 million, and paid as from January 24, 2024 net of the amount pertaining to the 10,085,106 treasury shares held as at the record date of January 23, 2024.

During the year, the Company also paid coupons totaling €182 million to the holders of perpetual hybrid bonds.

23.2 Capital management

The Company's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Company seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Company manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2023.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity.

The situation at December 31, 2023 and 2022 is summarized in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Non-current financial debt	(17,855)	(18,196)	341
Net current financial debt	(2,261)	(1,919)	(342)
Non-current financial assets and long-term securities	3	4	(1)
Net financial debt	**(20,113)**	**(20,111)**	**(2)**
Equity	**37,883**	**38,342**	**(459)**
Debt/equity ratio	**(0.53)**	**(0.52)**	**(0.01)**

24. Borrowings – *€17,855 million, €1,179 million, €8,632 million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Long-term borrowings	17,855	18,196	1,179	1,430
Short-term borrowings	-	-	8,632	8,752

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 32 "Financial instruments".

25. Employee benefits – *€121 million*

The Company provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay, indemnities in lieu of notice, loyalty bonuses, supplementary pension plans, supplementary healthcare plans, additional indemnity for FOPEN pension contributions, FOPEN pension contributions in excess of deductible amount and personnel incentive plans.

The item includes accruals made to cover post-employment benefits under defined benefit plans and other long-term benefits to which employees are entitled by law, by contract, or under other forms of employee incentive schemes.

These obligations, in accordance with IAS 19, were determined using the projected unit credit method.

The following table reports the change during the year in the defined benefit obligation, as well as a reconciliation of the defined benefit obligation with the obligation recognized at December 31, 2023 and at December 31, 2022.

Millions of euro	2023				2022			
	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Health insurance		Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**96**	**27**	**8**	**131**	**123**	**34**	**15**	**172**
Current service cost	-	1	2	**3**	-	1	2	**3**
Interest expense	3	1	-	**4**	1	-	-	**1**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	1	1	-	**2**	(14)	(7)	-	**(21)**
Experience adjustments	5	-	-	**5**	3	1	-	**4**
Other payments	(17)	(2)	(1)	**(20)**	(17)	(2)	(9)	**(28)**
Other changes	-	-	(4)	**(4)**	-	-	-	**-**
Actuarial obligation at December 31	**88**	**28**	**5**	**121**	**96**	**27**	**8**	**131**

Millions of euro		
	2023	2022
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost	3	3
Interest expense	4	1
Total	**7**	**4**

Millions of euro		
	2023	2022
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	7	(17)
Total	**7**	**(17)**

The current service cost for employee benefits in 2023 amounted to €7 million (€4 million in 2022).
The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities arising from employee benefits, which are consistent with those used the previous year, are set out below.

	2023	2022
Discount rate	3.30%-3.40%	3.60%-3.70%
Rate of wage increases	2.30%-4.30%	2.30%-4.30%
Rate of increase in healthcare costs	3.30%	3.30%

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the liability for healthcare plans as a result of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro

	An increase of 0.5% in discount rate	A decrease of 0.5% in discount rate	An increase of 0.5% in inflation rate	An increase of 0.5% in remuneration	An increase of 0.5% in pensions currently being paid	An increase of 1% in healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(1)	1	(1)			3	29

26. Provisions for risks and charges – *€30 million*

Provisions for risks and charges cover probable potential liabilities that could arise from legal proceedings and other disputes, without considering the effects of rulings that are expected to be in the Company's favor and those for which any charge cannot be quantified with reasonable certainty.
In determining the balance of the provision, we have taken account of both the charges that are expected to result from court rulings and other dispute settlements for the year and an update of the estimates for positions arising in previous years.

The following table shows changes in provisions for risks and charges.

		Taken to profit or loss			
Millions of euro		Accruals	Reversals	Utilization	**Total**
	at Dec. 31, 2022				**at Dec. 31, 2023**
					of which current portion
Provision for litigation and other risks and charges:					
- litigation	6	1	(4)	-	3 / 2
- other	6	-	-	(3)	3 / -
Total	**12**	**1**	**(4)**	**(3)**	**6 / 2**
Provision for early retirement incentives	29	1	-	(6)	**24 / 7**
TOTAL PROVISIONS FOR RISKS AND CHARGES	**41**	**2**	**(4)**	**(9)**	**30 / 9**

The €3 million decrease in the provision for litigation mainly reflects the reversal to profit or loss of provisions for outstanding disputes. The provision mainly refers to labor disputes.
The provision for other risks and charges, equal to €3 million, decreases due to payment of €3 million in respect of a tax dispute.
The decrease of €5 million in the provision for early retirement incentive plans adopted by the Company reflects uses in the period of €6 million.

27. Other non-current liabilities – *€20 million*

Other non-current liabilities (€23 million at December 31, 2022) regard, in the amount of €8 million, the debt towards Group companies that initially arose following Enel SpA's application (submitted in its capacity as the consolidating company) for reimbursement for 2004-2011 of the additional income taxes paid as a result of not deducting part of IRAP in computing taxable income for IRES purposes. The liability in respect of the subsidiaries is balanced by the recognition of non-current tax assets (note 16).
The item also includes the liability to employees (€8 million) for early termination incentive plans adopted by the Company (€9 million in 2022) and the non-current portion of deferred income in respect of up-front fees made at the time of the establishment of a number of hedging derivative positions in the amount of €4 million (€5 million at December 31, 2022), in previous years, which are released to profit or loss on the basis of the amortization plan for the entire duration of the derivative itself.

28. Trade payables – *€135 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Trade payables:			
- due to third parties	48	58	(10)
- due to Group companies	87	97	(10)
Total	**135**	**155**	**(20)**

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities.
Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2023 break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Subsidiaries			
Endesa SA	-	1	(1)
Enel Brasil SA	1	-	1
Enel Global Services Srl	53	54	(1)
Enel Global Trading SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	5	7	(2)
Enel Grids Srl	6	2	4
Enel Iberia SRLU	5	6	(1)
Enel Innovation Hubs Srl	5	5	-
Enel Italia SpA	4	7	(3)
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel X Srl	-	2	(2)
Other	6	11	(5)
Total	**87**	**97**	**(10)**

Trade payables break down by geographical area as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Suppliers			
Italy	121	134	(13)
EU	7	15	(8)
Non-EU Europe	1	-	1
Other	6	6	-
Total	**135**	**155**	**(20)**

29. Other current financial liabilities – *€226 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Deferred financial liabilities	213	205	8
Other items	13	33	(20)
Total	**226**	**238**	**(12)**

Other current financial liabilities mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at year end. More specifically, deferred financial liabilities mainly consist of interest expense accrued on financial debt, while the other items essentially include amounts due to banks and Group companies that accrued as of December 31, 2023, but were to be settled in the following year, comprising financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates entered into on behalf of Group companies.

30. Net financial position and long-term financial assets and securities – *€20,113 million*

The following table shows the net financial position on the basis of the items on the statement of financial position.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Long-term borrowings	24	17,855	18,196	(341)
Short-term borrowings	24	8,632	8,752	(120)
Current portion of long-term borrowings	24	1,179	1,430	(251)
Non-current financial assets included in debt	15.1	3	4	(1)
Current financial assets included in debt	19.1	6,428	3,395	3,033
Cash and cash equivalents	21	1,122	4,868	(3,746)
Total		**20,113**	**20,111**	**2**

The net financial debt at December 31, 2023 and December 31, 2022 is reported below in accordance with Guideline 39, issued on March 4, 2021, by ESMA, applicable as from May 5, 2021, and with warning notice no. 5/2021 issued by CONSOB on April 29, 2021, which replaced references to the CESR Recommendations and those in Communication no. DEM/6064293 of July 28, 2006 regarding the net financial position.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	*of which with related parties*	at Dec. 31, 2022	*of which with related parties*	Change
Liquidity					
Bank and post office deposits	1,122		4,038		(2,916)
Liquid assets	**1,122**		**4,038**		**(2,916)**
Cash equivalents	-		830		**(830)**
Short-term loan assets	6,428		3,395		3,033
Other current financial assets	**6,428**	*5,934*	**3,395**	*2,489*	**3,033**
Liquidity	**7,550**		**8,263**		**(713)**
Current financial debt					
Current bank debt	(1)		(25)		24
Other short-term borrowings	(8,631)	(8,462)	(8,727)	*(8,362)*	96
Current financial debt (including debt instruments)	**(8,632)**		**(8,752)**		**120**
Current portion of long-term bank borrowings	(1,179)		(1,430)		251
Non-current financial debt (current portion)	**(1,179)**		**(1,430)**		**251**
Current financial debt	**(9,811)**		**(10,182)**		**371**
Net current financial debt	**(2,261)**		**(1,919)**		**(342)**
Non-current financial debt					
Long-term bank borrowings	(1,316)		(1,527)		211
Non-bank financing (leases)	-		-		-
Other long-term borrowings	(14,274)		(12,407)		(1,867)
Non-current financial debt (excluding current portion and debt instruments)	**(15,590)**		**(13,934)**		**(1,656)**
Bonds	**(2,265)**		**(4,262)**		**1,997**
Trade payables and other non-interest-bearing non-current liabilities with a significant financing component	-		-		-
Non-current financial debt	**(17,855)**		**(18,196)**		**341**
Net financial debt as per CONSOB instructions	**(20,116)**		**(20,115)**		**(1)**
Long-term loan assets	**3**		**4**		**(1)**
NET FINANCIAL DEBT	**(20,113)**		**(20,111)**		**(2)**

This statement of the net financial position does not include financial assets and liabilities in respect of derivatives, since derivative contracts, even if not designated as hedges for hedge accounting purposes, are in any case entered into by the Group for hedging purposes.

At December 31, 2023 those financial assets and liabilities are reported separately in the statement of financial position under the following items: "Non-current financial derivative assets" in the amount of €261 million (€349 million at December 31, 2022), "Current financial derivative assets" in the amount of €76 million (€390 million at December 31, 2022), "Non-current financial derivative liabilities" in the amount of €620 million (€663 million at December 31, 2022), and "Current financial derivative liabilities" in the amount of €106 million (€178 million at December 31, 2022).

31. Other current liabilities – *€4,395 million*

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Tax liabilities	1,320	35	1,285
Amounts due to Group companies	825	739	86
Amounts due to employees, recreational/assistance associations	23	20	3
Amounts due to social security institutions	10	9	1
Amounts due to customers for security deposits and reimbursements	2	2	-
Other	2,215	2,068	147
Total	**4,395**	**2,873**	**1,522**

Tax liabilities amounted to €1,320 million, and include amounts due to tax authorities for corporate income tax (IRES) of the companies participating in the national consolidated taxation mechanism (€1,239 million, €30 million at December 31, 2022), liabilities for Group VAT for the 4th Quarter of 2023 of the companies participating in the Enel Group VAT in the amount of €76 million and liabilities for withholdings for payroll employees in the amount of €4 million.

Amounts due to Group companies amounted to €825 million. They consist of €523 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€456 million at December 31, 2022) and €301 million in respect of Group VAT (€283 million at December 31, 2022). The increase of €86 million reflects developments in the debtor positions noted above.

The item "other", equal to €2,215 million, mainly includes the liability for dividends to be paid to shareholders, in the amount of €2,184 million, represented by the liability for the interim dividend for 2023, net of the portion for treasury shares held at the record date of January 23, 2024.

32. Financial instruments

32.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Financial assets at amortized cost	32.1.1	**3**	**4**	**8,145**	**8,620**
Financial assets at FVOCI					
Equity investments in other companies	32.1.2	8	7	-	-
Total financial assets at FVOCI		**8**	**7**	**-**	**-**
Financial assets at FVTPL					
Derivative financial assets at FVTPL	34	122	199	76	156
Total financial assets at FVTPL		**122**	**199**	**76**	**156**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	34	139	150	-	234
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**139**	**150**	**-**	**234**
TOTAL		**272**	**360**	**8,221**	**9,010**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

For more information on fair value measurement, please see note 32.1.2 "Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)".

32.1.1 Financial assets at amortized cost

The following table shows financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Note	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Cash and cash equivalents	-	-	21	**1,122**	**4,868**
Trade receivables	-	-	17	**167**	**294**
Loan assets from Group companies					
Loan assets on intercompany current accounts	-	-	19.1	5,934	2,489
Other financial assets	-	-		15	524
Total financial assets from Group companies	-	-		**5,949**	**3,013**
Loan assets from others					
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	-	-	19.1	482	389
Other financial assets	3	4		10	25
Total financial assets from others	**3**	**4**		**492**	**414**
Other financial assets	-	-		**415**	**31**
TOTAL	**3**	**4**		**8,145**	**8,620**

The main changes compared with 2022 regarded:

- a decrease of €3,746 million in cash and cash equivalents, mainly reflecting lower dividends received during the period from Group companies;
- an increase of €2,936 million in loans assets from Group companies, mainly reflecting the increase in loan assets on the intercompany current account held with Group companies (€3,445 million), partly offset by a decrease in other financial assets (€509 million) attributable to the partial repayment of the revolving credit line issued to Enel Global Trading;
- an increase of €93 million in cash collateral paid to counterparties in derivatives transactions;
- an increase of €384 million in other financial assets, reflecting an increase in dividends authorized by subsidiaries and still outstanding at December 31, 2023.

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2023 amounted to €8,148 million and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €26 million at December 31, 2023 (€11 million at the end of 2022).

The Company mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e. all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of a significant increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.

A write-off represents a derecognition event (e.g., the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table shows the expected losses for each class of financial asset measured at amortized cost.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Total	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Total
Cash and cash equivalents	1,122	-	1,122	4,868	-	4,868
Trade receivables	188	21	167	300	6	294
Loan assets from Group companies	5,949	-	5,949	3,013	-	3,013
Loan assets from others	497	5	492	419	5	414
Other receivables	418	-	418	35	-	35
Total	**8,174**	**26**	**8,148**	**8,635**	**11**	**8,624**

To measure expected credit losses, the Company assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis and a collective basis.

In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.

Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default. The Company mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired.

The following table shows changes in the allowance for expected credit losses on financial assets and trade receivables.

Millions of euro	Expected credit loss allowance					
	Financial assets			Trade receivables		
	Individual	Collective	Total	Individual	Collective	Total
January 1, 2022 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**1**	**6**	**7**
Impairment losses	-	-	-	-	-	
Utilization	-	-	-	(1)	-	(1)
Reversals	-	-	-	-	-	
Total at Dec. 31, 2022 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**
Impairment losses	-	-	-		17	17
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	(2)	(2)
Total at Dec. 31, 2023 IFRS 9	**5**	**-**	**5**	**-**	**21**	**21**

32.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)

This category mainly includes equity investments in unlisted companies irrevocably designated as such at the time of initial recognition.

Equity investments in other companies, equal to €8 million, are essentially represented by the equity investment held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA.

At December 31, 2023 the fair value of the equity investment was determined on the basis of an independent appraisal using the income approach with the discounted cash flow method.

32.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category exclusively includes current and non-current derivatives used mainly to hedge the debt of Group companies. For more information, please see note 34.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

32.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Financial liabilities at amortized cost	32.2.1	**17,855**	**18,196**	**12,143**	**12,428**
Financial liabilities at FVTPL					
Derivative financial liabilities at FVTPL	34	122	197	106	178
Total		**122**	**197**	**106**	**178**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	34	498	466	-	-
Total		**498**	**466**	**-**	**-**
TOTAL		**18,475**	**18,859**	**12,249**	**12,606**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

For more details about fair value measurement, please see note 35 "Fair value measurement".

32.2.1 Financial liabilities at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current		Current	Non-current	
	Notes	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Note	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Long-term borrowings	24	17,855	18,196		1,179	1,430
Short-term borrowings		-	-	24	8,632	8,752
Trade payables		-	-	28	135	155
Other current financial liabilities		-	-	31	2,197	2,091
Total		**17,855**	**18,196**		**12,143**	**12,428**

Other current financial liabilities essentially include the liability for the dividend to be paid to shareholders, represented by the liability for the interim dividend for 2023 amounting to €2,184 million, net of the portion on treasury shares held at the record date of January 23, 2024.

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) – *€19,034 million*

Long-term borrowings, which refer to bonds, bank borrowings and loans from Group companies, denominated in euros and other currencies, including the portion falling due within 12 months (equal to €1,179 million), amounted to €19,034 million at December 31, 2023.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2023, including the portion falling due within 12 months, grouped by type of borrowing and type of interest rate. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted debt instruments, fair value is determined using valuation techniques appropriate for each category of financial instrument and the associated market data for the reporting date, including the credit spreads of the Group.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Carrying amount
	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2022					Change
Bonds:											
- fixed rate	2,446	2,433	749	1,684	2,563	3,601	3,584	-	3,584	3,672	(1,151)
- floating rate	678	678	97	581	690	775	775	97	678	823	(97)
Total	**3,124**	**3,111**	**846**	**2,265**	**3,253**	**4,376**	**4,359**	**97**	**4,262**	**4,495**	**(1,248)**
Bank borrowings:											
- floating rate	1,516	1,516	200	1,316	1,545	1,527	1,527	-	1,527	1,548	(11)
Total	**1,516**	**1,516**	**200**	**1,316**	**1,545**	**1,527**	**1,527**	**-**	**1,527**	**1,548**	**(11)**
Non-bank financing:											
- under fixed-rate leases	1	1	1	-	1	1	1	1	-	1	-
Total	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**1**	**1**	**1**	**-**	**1**	**-**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	11,899	11,899	86	11,813	10,343	13,186	13,186	1,286	11,900	10,730	(1,287)
- floating rate	2,507	2,507	46	2,461	2,546	553	553	46	507	568	1,954
Total	**14,406**	**14,406**	**132**	**14,274**	**12,889**	**13,739**	**13,739**	**1,332**	**12,407**	**11,298**	**667**
Total fixed-rate borrowings	**14,346**	**14,333**	**836**	**13,497**	**12,907**	**16,788**	**16,771**	**1,287**	**15,484**	**14,403**	**(2,438)**
Total floating-rate borrowings	**4,701**	**4,701**	**343**	**4,358**	**4,781**	**2,855**	**2,855**	**143**	**2,712**	**2,939**	**1,846**
TOTAL	**19,047**	**19,034**	**1,179**	**17,855**	**17,688**	**19,643**	**19,626**	**1,430**	**18,196**	**17,342**	**(592)**

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 33 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 35 "Fair value measurement".

The table below shows long-term borrowings by currency and interest rate.

Long-term borrowings by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount		Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2023		
Euro	**17,476**	**18,047**	**18,050**	**2.5%**	**2.5%**
US dollar	1,495	316	316	6.1%	6.1%
Pound sterling	655	671	681	5.7%	5.9%
Other currencies	-	-	-	0%	0%
Total non-euro currencies	**2,150**	**987**	**997**		
TOTAL	**19,626**	**19,034**	**19,047**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowings	Other	Exchange differences	Nominal value	Nominal value
	at Dec. 31, 2022						at Dec. 31, 2023
Bonds	4,376	(1,269)	-	-	17		3,124
Bank borrowings	1,527	(200)	200	-	(11)		1,516
Non-bank financing	1	(1)	1	-	-		1
Loans from Group companies	13,739	(1,333)	2,000	-	-		14,406
Total	**19,643**	**(2,803)**	**2,201**	**-**	**6**		**19,047**

Compared with December 31, 2022, the nominal value of long-term debt shows an overall decrease of €596 million, mainly due to:

- the repayment of bonds in the amount of €1,269 million, of which €1,172 million in respect of a hybrid bond in US dollars involved in a partial tender offer in the first months of 2023 and entirely repaid in September 2023;
- the repayment of borrowings by Group companies in the amount of €1,333 million, more than offset by a new floating-rate loan of €2,000 million granted by Enel Finance International NV in July 2023.

The following table reports the characteristics of the bank borrowings obtained in 2023.

New borrowings

Type of loan	Issuer	Issue date	Amount financed (millions)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Issue date
Bank borrowings							
	Enel SpA	24.07.2023	200	EUR	Euribor 3M + 0.35%	floating	03.05.2024
Financing from Group companies							
	Enel SpA	31.07.2023	2,000	EUR	Euribor 6M + 0.50%	floating	31.07.2026
Total			**2,200**				

New bank borrowings involved revolving credit lines, entirely repaid at December 31, 2023. Financing from Group companies was granted by Enel Finance International NV.

The main long-term borrowings of Enel SpA are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These borrowings are mainly represented by the bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes programs, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds, the Revolving Facility Agreement obtained on March 5, 2021 by Enel SpA and Enel Finance International NV from a pool of banks and amended on May 11, 2022 of up to €13.5 billion, the Sustainability-Linked Loan Facility Agreement obtained by Enel SpA on October 15, 2020 from a pool of banks in the amount of up to €1 billion, the loans granted to Enel SpA by UniCredit SpA and the Facility Agreement obtained on October 5, 2021 by Enel SpA from Bank of America Europe Designated Activity Company in the amount of $348,750,000 (equal to €300 million at the signing date), the sustainability-linked financing agreement signed on September 30, 2022 by Enel Finance America LLC (EFA) as the borrower and Enel SpA (as the guarantor) with EKF Denmark's Export Credit Agency (EKF)[18] and Citi for a total of up to $800 million ("EKF facility").

The main covenants in respect of the bond issues in the Global/Euro Medium-Term Notes programs of Enel SpA and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's eligible green projects) and those related to bonds issued by Enel Finance International NV on the American market can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue, to secure certain financial borrowings, unless the same restrictions are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which bonds and the associated guarantees constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor, do not grant preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium-Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type. In 2022 Enel Finance America LLC issued sustainability-linked bonds of the same type on the American market, guaranteed by Enel SpA.

The main covenants covering the hybrid bonds of Enel SpA, including the perpetual hybrid bonds that will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses: each hybrid bond is subordinate to all other bonds of the issuer and has the same seniority as other hybrid financial instruments issued and greater seniority than equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

[18] Following a reorganization, in 2023 EKF was folded into the Export and Investment Fund of Denmark (EIFO).

The main covenants for the Revolving Facility Agreement and other loan agreements signed by Enel SpA are substantially similar and can be summarized as follows:[19]

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, significant subsidiaries may not establish mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets to secure certain financial liabilities, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the subsidiaries of Enel may not dispose of their assets or a significant portion of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu* clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change-of-control clauses, which are triggered in the event (i) control of Enel is acquired by one or more parties other than the Italian State or (ii) Enel or any of its subsidiaries transfer a substantial portion of the Group's assets to parties outside the Group such that the financial reliability of the Group is significantly compromised. The occurrence of one of the two circumstances may give rise to (a) the renegotiation of the terms and conditions of the financing or (b) compulsory early repayment of the financing by the borrower;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the borrower or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

The borrowings considered specify events of default typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

None of the covenants indicated above has been triggered to date.

Lastly, it should be noted that Enel SpA issued certain guarantees in the interest of a number of Group companies in relation to the commitments undertaken within the context of the loan agreements. These guarantees and the associated loan contracts include certain covenants and events of default, some borne by Enel SpA as the guarantor, typical of international business practice.

[19] The EKF credit line provides for a "reputational damage" clause, under which EKF can request the cancellation of the financial commitment undertaken by it and the early payment of the sums disbursed if it has suffered ascertained harm to its own reputation or that of the Danish State as a result of substantial breach of certain regulations. It also provides for the commitment, also of the guarantor, to ensure compliance with certain environmental and social regulations and standards.

Debt structure after hedging

The following table shows the effect of the hedges of currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

Millions of euro	at Dec. 31, 2023					at Dec. 31, 2022				
	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging
	Carrying amount	Nominal value	%			Carrying amount	Nominal value	%		
Euro	18,047	18,050	94.77%	997	19,047	17,476	17,480	89%	2,163	19,643
US dollar	316	316	1.66%	(316)	-	1,495	1,498	8%	(1,498)	-
Pound sterling	671	681	3.58%	(681)	-	655	665	3%	(665)	-
Total	**19,034**	**19,047**	**100.0%**	**-**	**19,047**	**19,626**	**19,643**	**100.0%**	**-**	**19,643**

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

%	at Dec. 31, 2023		at Dec. 31, 2022	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
Floating rate	25.0	18.0	15.0	8.0
Fixed rate	75.0	82.0	85.0	92.0
Total	**100.0**	**100.0**	**100.0**	**100.0**

Short-term borrowings – *€8,632 million*

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2023, by type.

Millions of euro	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Loans from third parties			
Bank borrowings	-	25	(25)
Bank borrowings (ordinary current account)	1	-	1
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	169	365	(196)
Total	**170**	**390**	**(220)**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	3,962	5,362	(1,400)
Other short-term borrowings from Group companies	4,500	3,000	1,500
Total	**8,462**	**8,362**	**100**
TOTAL	**8,632**	**8,752**	**(120)**

It should be specified that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

32.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category includes solely current and non-current derivative financial liabilities relating mainly to hedges of the debt of Group companies. More information is given in note 34.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

32.2.3 Net gains/(losses)

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	Net gains/(losses)		of which: impairment (loss)/gain
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**
Financial assets at amortized cost	444	371	-
Financial assets at FVOCI	-	-	-
Financial liabilities at amortized cost	(846)	(695)	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives".

33. Risk management

Financial risks

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.

Enel SpA has adopted a system for governing financial risks comprising internal committees, dedicated policies and operating limits. The goal is to appropriately mitigate financial risks in order to prevent unexpected variations in financial performance, without ruling out the possibility of seizing any opportunities that may arise.

Interest rate risk and currency risk

As part of its operations as an industrial holding company, Enel SpA is exposed to different market risks, notably the risk of changes in interest rates and exchange rates.

Interest rate risk and currency risk are primarily generated by the presence of financial instruments.

The main financial liabilities held by the Company include bonds, bank borrowings, other borrowings, derivatives, cash collateral for derivatives transactions and trade payables. The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Company.

The main financial assets held by the Company include loan assets, derivatives, cash deposits provided as collateral for derivatives contracts, cash and cash equivalents and short-term deposits, as well as trade receivables. For more details, please see note 32 "Financial instruments".

The source of exposure to interest rate risk and currency risk did not change with respect to the previous year.

As the Parent, Enel SpA centralizes some treasury management functions and access to financial markets with regard to financial derivatives contracts on interest rates and exchange rates. As part of this activity, Enel SpA acts as an intermediary for Group companies with the market, taking positions that, while they can be substantial, do not however represent an exposure to the above risks for Enel SpA.

In 2023, the Group was positioned below the clearing thresholds for all asset classes established under the EMIR (Regulation (EU) no. 648/2012), maintaining its classification as a non-financial counterparty not subject to clearing obligations.

The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2023 is reported below, with specification of the notional amount of each class of instrument.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euro by multiplying the notional amount by the agreed price).
The notional amounts of derivatives reported here do not represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.

Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.
Interest rate risk for the Company manifests itself as a change in the flows associated with interest payments on floating-rate financial liabilities, a change in financial terms and conditions in negotiating new debt instruments or as an adverse change in the value of financial assets/liabilities measured at fair value, which are typically fixed-rate debt instruments.
Interest rate risk is managed with the dual goals of reducing the amount of debt exposed to interest rate fluctuations and containing the cost of funds, limiting the volatility of results.
This goal is pursued through the strategic diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps.

The notional amount of outstanding contracts is reported below.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	5,652	5,246
Total	**5,652**	**5,246**

The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the underlying position.
Interest rate swaps normally provide for the periodic exchange of floating-rate interest flows for fixed-rate interest flows, both of which are calculated on the basis of the notional principal amount.

The notional amount of open interest rate swaps at the end of the year was €5,652 million (€5,246 million at December 31, 2022), of which €1,490 million in respect of hedges of the Company's share of debt, and €4,162 million in respect of hedges of the debt of Group companies with the market intermediated in the same notional amount with those companies. The increase in the overall notional amount is mainly attributable to the following factors:

- new interest rate swap transacted on behalf of e-distribuzione in the total amount of €1,000 million;
- €594 million in interest rate swaps reaching their natural expiry or reduced as a result of amortization.

For more details on interest rate derivatives, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.

At December 31, 2023, 25% of gross long-term financial debt was floating rate (15% at December 31, 2022). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to IFRS 9, 82% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2023 (92% at December 31, 2022). Including derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, the ratio is essentially unchanged.

Interest rate risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows:

Millions of euro

		at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2022			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currencies	25	8.5	(8.5)	-	-	3.9	(3.9)	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	4.5	(4.5)	-	-	3.5	(3.5)	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments:									
Cash flow hedges	25	-	-	9.2	(9.2)	-	-	12.0	(12.0)
Fair value hedges	25	-	-	-	-	-	-	-	-

Currency risk

Currency risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in exchange rates.

For Enel SpA, the main source of currency risk is the presence of monetary financial instruments denominated in a currency other than the euro, mainly bonds denominated in foreign currencies.

The exposure to currency risk did not change with respect to the previous year.

For more details, please see note 32 "Financial instruments".

In order to minimize exposure to changes in exchange rates, the Company normally uses a variety of OTC derivatives such as currency forwards and cross currency interest rate swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying exposure.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two amounts (deliverable forwards) or payment of the

difference between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards).
Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currencies into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notionals denominated in different currencies, these instruments differ from interest rate swaps in that they provide both for the periodic exchange of cash flows and the final exchange of principal.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	6,129	14,065
- hedging currency risk on commodities	4,849	10,252
- hedging future cash flows	773	2,656
- other currency forwards	507	1,157
Cross currency interest rate swaps	1,969	3,104
Total	**8,098**	**17,169**

More specifically, these include:

- currency forward contracts with a total notional amount of €4,849 million, of which €2,424 million to hedge the currency risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- currency forward contracts with a notional amount of €773 million, to hedge the currency risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €442 million in market transactions;
- currency forward contracts with a notional amount of €507 million, of which €273 million in market transactions to hedge the currency risk on investment spending (€243 million) and, to a lesser extent, operating expenditure;
- cross currency interest rate swaps with a notional amount of €1,969 million to hedge the currency risk on the debt of Enel SpA or other Group companies denominated in currencies other than the euro.

For more details, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 5.2% of gross medium- and long-term debt is denominated in currencies other than the euro.

Considering exchange rate hedges and the portion of debt in foreign currencies that is denominated in the presentation currency of or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Currency risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by the appreciation/depreciation of the euro against all of the foreign currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows:

Millions of euro

		at Dec. 31, 2023				at Dec. 31, 2022			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currencies after hedging	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in the fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	10.1	(12.3)	-	-	(0.1)	0.1	-	-
Change in the fair value of derivatives designated as hedging instruments:									
Cash flow hedges	10%	-	-	(108.2)	132.2	-	-	(186.1)	227.5
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

Credit and counterparty risk

Credit risk is represented by the possibility of a deterioration in the creditworthiness of a counterparty in a financial transaction that could have an adverse impact on the creditor position. The Company is exposed to credit risk from its financial activities, including transactions in derivatives, deposits with banks and financial institutions, foreign exchange transactions and other financial instruments.

The sources of exposure to credit risk did not change with respect to the previous year.

The Company's management of financial credit risk is based on the selection of counterparties from among leading Italian and international financial institutions with high credit standing considered solvent both by the market and on the basis of internal assessments, diversifying the exposure among them. Credit exposures and associated credit risk are regularly monitored by the departments responsible for monitoring risks under the policies and procedures outlined in the governance rules for managing the Group's risks, which are also designed to ensure prompt identification of possible mitigation actions to be taken.

Within this general framework, Enel SpA entered into margin agreements with the leading financial institutions with which it operates that call for the exchange of cash collateral, which significantly mitigates the exposure to credit risk.

Loan assets

Millions of euro

Staging	Basis for recognizing expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
	at Dec. 31, 2023				
Performing	12-month ECL	0.08%	6,446	5	6,441
Underperforming	Lifetime ECL		-	-	-
Non-performing			-	-	-
Total			**6,446**	**5**	**6,441**

Trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro	at Dec. 31, 2023			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Trade receivables				
Trade receivables not past due		136	-	136
Trade receivables past due:				
- 1-180 days	20.12%	13	3	10
- more than 180 days (credit impaired)	45.61%	39	18	21
Total trade receivables		**188**	**21**	**167**
Other financial assets				
Other financial assets not past due		418	-	418
Other financial assets past due		-	-	-
Total other financial assets		**418**	**-**	**418**
TOTAL		**606**	**21**	**585**

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Company will encounter difficulty in meeting obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

The objectives of liquidity risk management policies are:

- ensuring an appropriate level of liquidity for the Company, minimizing the associated opportunity cost;
- maintaining a balanced debt structure in terms of the maturity profile and funding sources.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including cash and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced debt maturity profile and diversifying funding sources in terms of instruments, markets/currencies and counterparties.

At December 31, 2023 Enel SpA had a total of €1,122 million in cash or cash equivalents (€4,868 million at December 31, 2022), and committed lines of credit amounting to €8,250 million, all of which maturing in more than one year (€8,300 million at December 31, 2022).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in				
	Less than 3 months	Between 3 months and 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years
Bonds:					
- fixed rate	-	749	-	849	835
- floating rate	-	97	97	194	290
Total	**-**	**846**	**97**	**1,043**	**1,125**
Bank borrowings:					
- floating rate	-	200	316	1,000	-
Total	**-**	**200**	**316**	**1,000**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	-	1	-	-	-
Total	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	43	43	86	759	10,968
- floating rate	23	23	46	2,415	-
Total	**66**	**66**	**132**	**3,174**	**10,968**
TOTAL	**66**	**1,113**	**545**	**5,217**	**12,093**

Offsetting financial assets and financial liabilities

The following table reports the net financial assets and liabilities. More specifically, it shows that there are no netting arrangements for derivatives in the separate financial statements since the Company does not plan to offset assets and liabilities. As envisaged by current market regulations and to guarantee transactions involving derivatives, Enel SpA has entered into margin agreements with leading financial institutions that call for the exchange of cash collateral, broken down as shown in the table.

Millions of euro						at Dec. 31, 2023
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not offset in the financial statements		
				(d)(i)	(d)(ii)	
	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities) offset in the statement of financial position	Net amounts of financial assets/(liabilities) presented in the statement of financial position	Financial instruments	Net portion of financial assets/(liabilities) guaranteed with cash collateral	Net amount of financial assets/(liabilities)
FINANCIAL ASSETS						
Derivative assets:						
- on interest rate risk	106	-	106	-	55	161
- on currency risk	231	-	231	-	126	357
Total derivative assets	**337**	**-**	**337**	**-**	**182**	**519**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**337**	**-**	**337**	**-**	**182**	**519**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative liabilities:						
- on interest rate risk	(163)	-	(163)	-	168	5
- on currency risk	(563)	-	(563)	-	124	(439)
Total derivative liabilities	**(726)**	**-**	**(726)**	**-**	**292**	**(434)**
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(726)**	**-**	**(726)**	**-**	**292**	**(434)**
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	**(389)**	**-**	**(389)**	**-**	**474**	**85**

34. Derivatives and hedge accounting

The following tables report the notional amount and fair value of derivative financial assets and liabilities by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current derivative financial assets and liabilities.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the closing year exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE ASSETS	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Change	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	1,000	1,000	21	42	(21)	-	-	-	-	-
- on currency risk	950	947	118	108	10	-	1,171	-	234	(234)
Total cash flow hedges	**1,950**	**1,947**	**139**	**150**	**(11)**	**-**	**1,171**	**-**	**234**	**(234)**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,073	1,819	85	129	(44)	8	59	-	-	-
- on currency risk	281	1,630	37	70	(33)	2,961	5,617	76	156	(80)
Total derivatives at FVTPL	**2,354**	**3,449**	**122**	**199**	**(77)**	**2,969**	**5,676**	**76**	**156**	**(80)**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**4,304**	**5,396**	**261**	**349**	**(88)**	**2,969**	**6,847**	**76**	**390**	**(314)**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE LIABILITIES	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Change	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	2,440	49	43	6	-	-	-	-	-
- on currency risk	739	712	449	423	26	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	**1,129**	**3,152**	**498**	**466**	**32**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,059	2,080	85	128	(43)	122	160	29	23	6
- on currency risk	281	660	37	69	(32)	2,884	5,465	77	155	(78)
Total derivatives at FVTPL	**2,340**	**2,740**	**122**	**197**	**(75)**	**3,006**	**5,625**	**106**	**178**	**(72)**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**3,469**	**5,892**	**620**	**663**	**(43)**	**3,006**	**5,625**	**106**	**178**	**(72)**

34.1 Hedge accounting

Derivatives are initially recognized at fair value on the trade date of the contract and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.
Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk and commodity price risk (including Virtual PPAs) and when all the criteria provided by IFRS 9 are met.
At the inception of the transaction, the Company documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Company assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
Depending on the nature of the risk exposure, the Company designates derivatives as either:

- fair value hedges;
- cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please see note 33 "Risk management".
To be effective a hedging relationship shall meet all of the following criteria:

- existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
- the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
- the hedge ratio defined at designation resulting equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Company through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;

on the other hand, if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e. linear regression).

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with that of the hedged item, different scenarios will be analyzed.
For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component, a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Company considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Company has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedging relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness including the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;
- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in the fair values of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness may be the following:

- basis differences (i.e. the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e. the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e. the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Company exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.
The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.
Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the years when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).
If the hedged item results in the recognition of a non-financial asset (i.e. property, plant and equipment or inventories, etc.) or a non-financial liability, or a hedged forecast transaction for a non-financial asset or a non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, the amount accumulated in equity (i.e. hedging reserve) shall be removed and included in the initial amount (cost or other carrying amount) of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").
When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast

transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.
For hedging relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instrument, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case. This approach is actually applied by the Company for hedging of currency risk on renewables assets.
Conversely, for hedging relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Company separates foreign currency basis spreads, in designating the hedging derivative, and presents them in other comprehensive income (OCI) in the hedging costs reserve.
With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Company applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).
This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.
Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedging relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

> it represents a best proxy of the old derivative in terms of ranking;
> it meets specific liquidity requirements.

Satisfaction of these requirements is verified quarterly.
At the roll-over date, the hedging relationship is not discontinued. Therefore, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

The Company currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Reform of benchmarks for the determination of interest rates – IBOR reform

Overview

Interbank Offered Rates ("IBORs") are benchmark rates at which banks can borrow funds on the interbank market on an unsecured basis for a given period ranging from overnight to 12 months, in a specific currency.
In recent years there have been a number of cases of manipulation of these rates by the banks contributing to their calculation. For this reason, regulators around the world have begun a sweeping reform of interest rate benchmarks that includes the replacement of some benchmarks with alternative risk-free rates (the IBOR reform).
The Company's main exposure to IBOR is based on Euribor.
Euribor is still considered compliant with the European Benchmarks Regulation (BMR) and this permits market participants to continue to use it for both existing and new contracts.

In line with the most recent guidance issued by the major regulatory bodies, the 1-month, 3-month and 6-month USD LIBOR benchmarks have become unrepresentative from June 30, 2023 and the alternative reference rate is the Secured Overnight Financing Rate (SOFR).

As a result of the IBOR reform, a number of temporary exceptions to the rules on hedge relationships have been allowed in implementation of the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) and August 2020 (Phase 2) to address, respectively:

- pre-replacement issues that impact financial reporting in the period preceding the replacement of an existing interest rate benchmark with an alternative risk-free rate (Phase 1); and
- post-replacement issues that could impact financial reporting when an existing interest rate benchmark is reformed or replaced and there is no longer any initial uncertainty, but hedge contracts and relationships still need to be updated to reflect the new benchmark rates (Phase 2).

Impact of the IBOR reform

In a context of uncertainty regarding the IBOR transition in the various countries, the Company has determined the overall number and nominal value of the contracts impacted by the reform. In addition, a number of contractual amendments have already been implemented in contracts previously indexed to GBP LIBOR during 2021 and others have been implemented during 2023, considering that, as noted above, USD LIBOR benchmarks have become unrepresentative from June 30, 2023.

Debt and derivatives

The Company's floating rate debt is mainly benchmarked against Euribor and is almost entirely hedged using financial derivatives.

At the reporting date, the Company is planning to take no action with regard to Euribor since, as stated above, this benchmark has been comprehensively reformed to comply with the European Benchmarks Regulation. Despite the continuity with Euribor, replacement clauses may be required and could therefore be implemented by the Group in the new contracts in accordance with the evolution of accepted market practice.

During 2023, the Company obtained new dollar loans indexed to SOFR and focused on the implementation of how to change all exposures from USD LIBOR to USD SOFR.

The Company's derivative instruments are managed through contracts that are based on framework agreements defined by the International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
The ISDA has revised its standardized contracts in light of the IBOR reform and amended the choices for floating rates within the 2006 ISDA definitions to include replacement clauses that would apply upon the permanent discontinuation of specific key benchmarks. These changes took effect on January 25, 2021. Transactions represented in the 2006 ISDA definitions carried out on January 25, 2021 or later include adjusted floating-rate options (e.g., the choice of floating rate with replacement clause), while transactions completed before that date (previous derivative contracts) continue to be based on the 2006 ISDA definitions. For this reason, the ISDA published an IBOR Fallback Protocol to facilitate multilateral amendments to include the amended definitions.
As regards Euribor, the Company is assessing whether to: (i) adopt that protocol in the light of its exposure and developments in the IBOR reform or (ii) adjust in advance any contracts impacted bilaterally by the reform.

Hedge relationships

At the reporting date, hedged items and hedging instruments are primarily indexed to Euribor, SOFR and SONIA.
The Company has assessed the impact of uncertainty engendered by the IBOR reform on hedge relationships at December 31, 2023 with reference to both hedging instruments and hedged items. Both the hedged items and the hedging instruments have changed their parameterization from interbank market-based benchmarks (IBORs) to alternative risk-free rates (RFRs) as a result of the contractual amendments that have taken effect.

In particular, in order to manage the uncertainty associated with both hedging instruments and hedged items indexed to some IBOR benchmarks, until June 30, 2023 the Company has continued to apply the temporary exceptions provided for in the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1). It was therefore felt that the benchmark indices for determining the interest rates on which the cash flows of the hedged items or the hedging instruments are based would not change as a consequence of the IBOR reform. The exception was applied for the following hedge relationship requirements:

- determining if a forecast transaction is highly probable;
- establishing whether the future hedged cash flows will arise in a discontinued cash flow hedge relationship;
- assessing the economic relationship between the hedged item and the hedging instrument.

The hedge relationships impacted may have become ineffective due to different replacements of existing benchmarks with alternative risk-free benchmarks. In order to avoid that risk, the Company has sought to implement the replacements at the same time.

In addition, the Company changed the reference to USD and GBP LIBOR in its interest rate hedging instruments used in cash flow hedge relationships with the new, economically equivalent, SOFR and SONIA, benchmarks. Consequently, the Company no longer applies the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 (Phase 1) to these hedge relationships and is applying the amendments to IFRS 9 issued in August 2020 (Phase 2), modifying the formal designation of the hedge relationship as required by the IBOR reform and without considering this event as a termination of the hedge relationship.

Furthermore, for cash flow hedge relationships, in modifying the description of the hedged item in the hedge relationship, the amounts accumulated in the cash flow hedge reserve were considered on the basis of the alternative benchmark index in relation to which the future hedged cash flows are determined.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Company against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.

Changes in the fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.

If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the residual life of the hedged element.

The Company does not currently use such hedging relationships.

For more information on fair value measurement, please see note 35 "Fair value measurement".

34.1.1 Hedge relationship by type of credit risk

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by maturity.

Millions of euro							
At Dec. 31, 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	-	500	500	-	-	390	1,390
Average IRS rate		*1.63*	*1.78*			*5.07*	

Millions of euro							
At Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	**Total**
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	500	500	-	390	1,390
Average IRS rate			*1.63*	*1.78*		*4.70*	

The interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. The cash flow hedge derivatives refer to the hedging of certain floating-rate bonds issued since 2001 and floating-rate bank loans obtained in 2020 and 2023.
The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2023 and December 31, 2022.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Cash flow hedge derivatives	**1,000**	**1,000**	**21**	**42**	**390**	**390**	**(49)**	**(43)**
Interest rate swaps	1,000	1,000	21	42	390	390	(49)	(43)

The slight deterioration in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to the developments in the medium/long-term segment of the yield curve over the course of 2023 compared with the increase in the short-term segment. This phenomenon is mainly attributable to the impact of restrictive monetary policies implemented by central banks aimed at combating inflation and to market expectations regarding the progressive easing of such policies in the years to come.

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives hedging interest rate risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on interest rates	**at Dec. 31, 2023**	2024	2025	2026	2027	2027	Beyond
Positive fair value	21	18	3	1	-	-	-
Negative fair value	(49)	(6)	(9)	(9)	(9)	(8)	(14)

The following table shows the impact of interest rate hedge derivatives on the statement of financial position.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At Dec. 31, 2023			
Interest rate swaps	1,390	(28)	(28)
At Dec. 31, 2022			
Interest rate swaps	1,390	(1)	(1)

The following table shows the impact of hedged items exposed to interest rate risk on the statement of financial position.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2023			2022		
Floating-rate borrowings	(14)	14	-	(60)	60	-
Total	**(14)**	**14**	**-**	**(60)**	**60**	**-**

The following table shows the impact of cash flow hedges on interest rate risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income/ (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At Dec. 31, 2023						
Floating-rate borrowings	(18)	-	-	-	(83)	Financial expense
Total at Dec. 31, 2023	**(18)**	**-**	**-**	**-**	**(83)**	
At Dec. 31, 2022						
Floating-rate borrowings	302	-	-	-	5	Financial income
Total at Dec. 31, 2022	**302**	**-**	**-**	**-**	**5**	

Currency risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by maturity.

Millions of euro

At Dec. 31, 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond	Total
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount	**-**	**316**	**-**	**-**	**-**	**1,373**	**1,689**
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	-	316	-	-	-	-	316
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.16*					
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	-	-	-	-	-	1,373	1,373
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

Millions of euro

At Dec. 31, 2022	2023	2024	2025	2026	2027	Beyond	Total
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)							
Total notional amount	**-**	**1,171**	**327**	**-**	**-**	**1,342**	**2,840**
Notional amount for CCIRSs EUR/USD	-	1,171	327	-	-	-	1,498
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.33*	*1.16*				
Notional amount for CCIRSs EUR/GBP	-	-	-	-	-	1,342	1,342
Average contractual exchange rate EUR/GBP						*0.68*	

The following table shows the notional amount and the fair value of instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
		Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2023**			at Dec. 31, 2022		
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings in foreign currencies	102	(449)	1,373	-	(107)	2,513
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	16	-	316	26	-	327
Total		**118**	**(449)**	**1,689**	**26**	**(107)**	**2,840**

The cross currency interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. More specifically, these derivatives hedge fixed-rate bonds denominated in foreign currencies and a floating-rate borrowing in US dollars that fell due and was renewed with Bank of America in 2021.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on currency risk as at December 31, 2023 and December 31, 2022, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022	**at Dec. 31, 2023**	at Dec. 31, 2022
Cash flow hedge derivatives	**950**	**2,118**	**118**	**342**	**739**	**723**	**(449)**	**(423)**
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	950	2,118	118	342	739	723	(449)	(423)

At December 31, 2023 cross currency interest rate swaps had a notional amount of €1,689 million (€2,840 million at December 31, 2022) and an overall negative fair value of €331 million (a negative €81 million at December 31, 2022).

A partial unwinding of cross currency interest rate swaps was carried out during the early months of the year following the early repurchase of part of the hybrid bond denominated in US dollars. That transaction, together with the natural expiry of the residual portion of that liability and the associated CCIRSs, caused a decrease in the notional amount compared with December 31, 2022. The deterioration of the fair value of cross currency interest rate swaps is mainly attributable to developments in the exchange rate of the euro against the US dollar and the pound sterling and those in the yield curve.

The following table reports the impact on the statement of financial position of instruments hedging currency risk.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At Dec. 31, 2023			
Cross currency interest rate swaps	1,689	(330)	(326)
At Dec. 31, 2022			
Cross currency interest rate swaps	2,840	(81)	(77)

The following table reports the impact on the statement of financial position of hedged items exposed to currency risk.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2023			2022		
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	342	(342)	(5)	107	(107)	(4)
Floating-rate borrowings in foreign currencies	(16)	16	-	(26)	26	-
Total	**326**	**(326)**	**(5)**	**81**	**(81)**	**(4)**

The following table shows the impact of cash flow hedges on currency risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income/ (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At Dec. 31, 2023						
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	(251)	-		-	(285)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currencies	12	-		-	65	Financial income
Total at Dec. 31, 2023	**(239)**	**-**		**-**	**(220)**	
At Dec. 31, 2022						
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	97	-		4	(147)	Financial expense
Floating-rate borrowings in foreign currencies	65	-		-	65	Financial income
Total at Dec. 31, 2022	**162**	**-**		**4**	**(82)**	

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on exchange rates	**at Dec. 31, 2023**	2024	2025	2026	2027	2028	Beyond
Positive fair value	118	31	48	31	31	31	282
Negative fair value	(449)	(40)	(41)	(41)	(41)	(41)	(540)

34.1.2 Impact of cash flow hedge derivatives on equity gross of tax effects

Millions of euro	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss – Ineffective portion	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss – Ineffective portion
	al 31.12. 2023				at Dec. 31, 2022			
Interest rate hedges	-	(18)	(83)	-	-	302	5	-
Exchange rate hedges	-	(239)	(220)	-	4	162	(82)	-
Hedging derivatives	**-**	**(257)**	**(303)**	**-**	**4**	**464**	**(77)**	**-**

34.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2023 and December 31, 2022 by risk type.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022
Derivatives at FVTPL on interest rates	**2,081**	**1,678**	**85**	**129**	**2,181**	**1,978**	**(114)**	**(151)**
Interest rate swaps	2,081	1,678	85	129	2,181	1,978	(114)	(151)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**3,242**	**7,247**	**113**	**226**	**3,166**	**7,082**	**(114)**	**(224)**
Forwards	3,102	7,115	78	202	3,026	6,950	(78)	(199)
Cross currency interest rate swaps	140	132	35	24	140	132	(36)	(25)
Total derivatives at FVTPL	**5,323**	**9,125**	**198**	**355**	**5,347**	**9,060**	**(228)**	**(375)**

At December 31, 2023 the overall notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and exchange rates came to €10,670 million (€18,185 million at December 31, 2022) with a negative fair value of €30 million (a negative €20 million at December 31, 2022).

Interest rate swaps at the end of the year amounted to €4,262 million. They refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market (€2,181 million) and intermediated with those companies (€2,081 million).
The overall notional amount shows an increase of €406 million on the previous year, mainly due to an interest rate swap in favor of e-distribuzione. The increase was partly offset by a decline in the outstanding principal amount of pre-existing amortizing interest rate swaps.

Forward contracts hedging currency risk had a notional amount of €6,128 million (€14,065 million at December 31, 2022). Currency forwards with external counterparties amounted to €3,140 million (€7,128 million at December 31, 2022), and related mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the currency risk associated with the prices of energy commodities within the provisioning process of Group companies and matched with market transactions, expected cash flows in currencies other than the currency of account connected with the acquisition of non-energy commodities and investment goods in the sectors of renewable energy sector (BESS - Battery Energy Storage System) and infrastructure and networks (new generation digital meters), the expected cash flows in currencies other than the euro connected with operating costs for the provision of cloud services and the expected cash flows in foreign currency in respect of interim dividends authorized by the subsidiaries.
Cross currency interest rate swaps, with a notional amount of €140 million (€132 million at December 31, 2022), relate to hedges of currency risk on the debt of the Group companies denominated in currencies other than the euro and matched with market transactions.

35. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by the IFRS.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability. The best estimate is the market price, i.e. its current price, publicly available and effectively traded on an active, liquid market.
The fair value of assets and liabilities is categorized into a fair value hierarchy that provides three levels defined as follows on the basis of the inputs to valuation techniques used to measure fair value:

- Level 1: quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities to which the Company has access at the measurement date;
- Level 2: inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices);
- Level 3: inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

In this note, the relevant disclosures are provided in order to assess the following:

- for assets and liabilities that are measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position after initial recognition, the valuation techniques and inputs used to develop those measurements; and
- for recurring fair value measurements using significant unobservable inputs (Level 3), the effect of the measurements on profit or loss or other comprehensive income for the year.

For this purpose:

- recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position at the end of each reporting period;
- non-recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position in particular circumstances.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument and market data as of the close of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by World Markets Refinitiv (WMR) Company. For contracts involving commodities, the measurement is conducted using prices, where available, for the same instruments on both regulated and unregulated markets.
In accordance with the new IFRS, in 2013 the Company included a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk.

More specifically, the Company measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market. Changes in the assumptions underlying the estimated inputs could have an effect on the fair value reported for such instruments.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price).

Amounts denominated in currencies other than the euro are translated into euros at the official exchange rates provided by World Markets Refinitiv (WMR) Company.
The notional amounts of derivatives reported here do not necessarily represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.
For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instrument and market data at the reporting date, including the credit spreads of Enel.

35.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2023	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2023	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk		21	-	21	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	118	-	118	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**139**	**-**	**139**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	34	85	-	85	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	37	-	37	-	76	-	76	-
Total fair value through profit or loss		**122**	**-**	**122**	**-**	**76**	**-**	**76**	**-**
TOTAL		**261**	**-**	**261**	**-**	**76**	**-**	**76**	**-**

35.2 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2023	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2023	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	34	49	-	49	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	449	-	449	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**498**	**-**	**498**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	34	85	-	85	-	29	-	29	-
- on currency risk	34	37	-	37	-	77	-	77	-
Total fair value through profit or loss		**122**	**-**	**122**	**-**	**106**	**-**	**106**	**-**
TOTAL		**620**	**-**	**620**	**-**	**106**	**-**	**106**	**-**

35.3 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but for which the fair value shall be disclosed, the fair value at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		LIABILITIES			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2023	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	32.2.1	2,563	2,563	-	-
- floating rate	32.2.1	690	65	625	-
Total		**3,253**	**2,628**	**625**	**-**
Bank borrowings:					
- floating rate	32.2.1	1,545	-	1,545	-
Total		**1,545**	**-**	**1,545**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	32.2.1	1	1	-	-
Total		**1**	**1**	**-**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	32.2.1	10,343	-	10,343	-
- floating rate	32.2.1	2,546	-	2,546	-
Total		**12,889**	**-**	**12,889**	**-**
TOTAL		**17,688**	**2,629**	**15,059**	**-**

36. Share-based payments

Starting in 2019, the Shareholders' Meeting of Enel SpA ("Enel" or the "Company") has each year approved the adoption of long-term share-based incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code. Each of the incentive plans approved (the 2019 Long-Term Incentive Plan, the 2020 Long-Term Incentive Plan, the 2021 Long-Term Incentive Plan, the 2022 Long-Term Incentive Plan, the 2023 Long-Term Incentive Plan, referred to hereinafter, respectively, the "2019 LTI Plan", the "2020 LTI Plan", the "2021 LTI Plan", the "2022 LTI Plan", the "2023 LTI Plan" and, jointly, the "Plans") provides for the grant of ordinary Company shares ("Shares") to the respective beneficiaries subject to the achievement of specific performance targets.

Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Enel Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest.

The Plans provide for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a monetary component and an equity component. This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The Plans establish that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares: (a) for the 2019, 2020, 2021, 2022 and 2023 LTI Plans (i) up to 100% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager (up to 130% for the 2022 LTI Plan), and (ii) up to 50% of the base value for the other beneficiaries (up to 65% for the 2022 LTI Plan); (b) for the LTI 2023 Plan (i) up to 150% of the base value for the Chief Executive Officer/General Manager, (ii) up to 100% of the base value for officers reporting

directly to the Chief Executive Officer/General Manager, including key management personnel, and (iii) up to 65% of the base value for the other beneficiaries, other than those indicated under (i) and (ii) above.

The actual award of the bonus under the Plans is subject to the achievement of specific performance targets during the three-year performance period. If these targets are achieved, 30% of both the stock and cash components of the incentive will be paid in the first year following the end of the performance period and the remaining 70% will be paid in the second year following the end of the performance period. The payment of a substantial portion of long-term variable remuneration (70% of the total) is therefore deferred to the second year following the end of the performance period of the individual Plans.

The following table provides information on the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan and the 2023 LTI Plan.

For more information on the characteristics of the Plans, please see the information documents prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the Issuers Regulation), which are available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com) dedicated to the Shareholders' Meetings held respectively on May 16, 2019, May 14, 2020, May 20, 2021, May 19, 2022 and May 10, 2023.

	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	12.11.2019[20]	2019-2021	2022[21]	2022-2023[22]
2020 LTI Plan	17.09.2020[23]	2020-2022	2023[24]	2023-2024[25]
2021 LTI Plan	16.09.2021[26]	2021-2023	2024[27]	2024-2025
2022 LTI Plan	21.09.2022[28]	2022-2024	2025[29]	2025-2026
2023 LTI Plan	05.10.2023[30]	2023-2025	2026[31]	2026-2027

In implementation of the authorizations granted by the Shareholders' Meetings held on the dates indicated above and in compliance with the associated terms and conditions, the Board of Directors approved – at its meetings of September 19, 2019, July 29, 2020, June 17, 2021, June 16, 2022 and October 5, 2023 – the launch of share buyback programs to serve the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, and the 2023 LTI Plan respectively. The number of Shares whose purchase was authorized by the Board of Directors for each Plan, the actual number of Shares purchased, the associated weighted average price and total value are shown below.

20 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
21 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
22 On September 5, 2022 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, in accordance with the Plan rules. The remainder of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2019 LTI Plan was awarded on September 5, 2023.
23 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
24 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Board of Directors verified the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
25 On September 5, 2023 the Company awarded part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries of the 2020 LTI Plan, in accordance with the Plan rules.
26 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2021 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 9, 2021).
27 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2023, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2021 LTI Plan.
28 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2022 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of June 8, 2022).
29 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2024, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2022 LTI Plan.
30 The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2023 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of October 4, 2023).
31 On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2025, the Board of Directors will verify the level of achievement of the performance targets of the 2023 LTI Plan.

	Purchases authorized by the Board of Directors	Actual purchases		
	Number of Shares	Number of Shares	Weighted average price (euros per Share)	Total value (euros)
2019 LTI Plan	No more than 2,500,000 for a maximum amount of €10,500,000 million	1,549,152[32]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan	1,720,000	1,720,000[33]	7.4366	12,790,870
2021 LTI Plan	1,620,000	1,620,000[34]	7.8737	12,755,459
2022 LTI Plan	2,700,000	2,700,000[35]	5.1951	14,026,715
2023 LTI Plan	4,200,000	3,377,224[36]	6.2205[37]	21,007,908[38]

As a result of the purchases made to support the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, and the 2023 LTI Plan, and taking into account the award on September 5, 2022 of 435,357 Shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan and on September 5, 2023 of 1,268,689 Shares to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan and the 2020 LTI Plan, at December 31, 2023 Enel holds a total of 9,262,330 treasury shares, equal to about 0.09% of share capital. The share buyback program to serve the 2023 LTI Plan was completed with the purchases made on January 18, 2024. Taking account of the total number of Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan, at the publication date of this document Enel holds a total of 10,085,106 treasury shares, equal to about 0.1% of share capital.
The following information concerns the equity instruments granted in 2019, 2020, 2021, 2022 and 2023.

32 Shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019, equal to about 0.015% of share capital.
33 Shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020, equal to about 0.017% of share capital.
34 Shares purchased in the period between June 18 and July 21, 2021, equal to about 0.016% of share capital.
35 Shares purchased in the period between June 17 and July 20, 2022, equal to about 0.026% of share capital.
36 Number of Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan at December 31, 2023. The share buyback programs to serve the 2023 LTI Plan, launched on October 16, 2023, was completed with the purchases made on January 18, 2024. The program involved the purchase of a total of 4,200,000 Shares, equal to about 0.04% of share capital, at the weighted average price of €6.3145 per share and with a total value of €26,520,849,002.
37 Weighted average price of the Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan at December 31, 2023.
38 Total value of the Shares purchased to serve the 2023 LTI Plan at December 31, 2023.

			2023		2022	
	Number of Shares granted at the grant date	Fair value per Share at the grant date	Number of Shares potentially available for award	Number of Shares awarded	Number of Shares potentially available for award	Number of Shares awarded
2019 LTI Plan	1,538,547	6.983	-	956,562[39]	1,021,328	435,357[40]
2020 LTI Plan	1,638,775	7.380	728,265	312,127[41]	1,631,951	-
2021 LTI Plan	1,577,773	7.0010	1,375,671		1,577,773	-
2022 LTI Plan	2,398,143	4.8495	2,023,677		2,395,323	-
2023 LTI Plan	4,040,820	5.5540	4,040,820		-	-

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel Shares at the grant date.[42]

The cost of the equity component is determined on the basis of the fair value of the equity instruments granted and is recognized over the duration of the vesting period through an equity reserve.

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €6 million in 2023 (€11 million in 2022).

There have been no terminations or amendments involving the 2019 LTI Plan, the 2020 LTI Plan, the 2021 LTI Plan, the 2022 LTI Plan, or the 2023 LTI Plan.

39)The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, which make up the remaining portion of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan.

40)The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2022, to the beneficiaries of the 2019 LTI Plan, which make up part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. The remaining portion of the equity component of the bonus, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2019 LTI Plan, was paid on September 5, 2023.

41)The table shows the number of Shares awarded on September 5, 2023, to the beneficiaries of the 2020 LTI Plan, which make up part of the equity component of the bonus vested by the beneficiaries following the achievement of the performance objectives of the Plan. Disbursement of the remaining portion of the equity component of the bonus is deferred to 2024, in accordance with the terms and procedures of the rules of the 2020 LTI Plan.

42)For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2021 LTI Plan, the grant date is September 16, 2021, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2021 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2022 LTI Plan, the grant date is September 21, 2022, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2022 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2023 LTI Plan, the grant date is October 5, 2023, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2023 LTI Plan to the beneficiaries.

37. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of the IFRS and the applicable CONSOB measures.
The transactions Enel SpA entered into with its subsidiaries mainly involved the provision of services, the sourcing and employment of financial resources, insurance coverage, human resource management and organization, legal and corporate services, and the planning and coordination of tax and administrative activities.

All the transactions are part of routine operations, are carried out in the interest of the Company and are settled on an arm's length basis, i.e. on the same market terms as agreements entered into between two independent parties.

Finally, the Enel Group's corporate governance rules, which are discussed in greater detail in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure available on the Company's website (www.enel.com), establish conditions for ensuring that transactions with related parties are performed with transparency and procedural and substantive propriety.

With regard to disclosures on the remuneration of directors, members of the Board of Statutory Auditors, the General Manager and key management personnel, provided for under IAS 24, please see the following tables.

Millions of euro

	2023	2022		Change
Remuneration of members of the Board of Directors and Board of Statutory Auditors and the General Manager				
Short-term employee benefits	5	5	-	-
Termination benefits	5	-	5	-
Share-based payments	1	1	-	-
Total	**11**	**6**	**5**	**83.3%**

Millions of euro

	2023	2022		Change
Remuneration of key management personnel				
Short-term employee benefits	8	13	(5)	-38.5%
Termination benefits	4	-	4	-
Share-based payments	1	2	(1)	-50.0%
Total	**13**	**15**	**(2)**	**-13.3%**

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries (Enel Procedure for Transactions with Related Parties). The procedure (available at

https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB with Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended ("CONSOB Regulation"). No related-party transactions requiring disclosure in the financial statements pursuant to the CONSOB Regulation were carried out in 2023.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other transactions

2023

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2023	2023		2023	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
3SUN Srl	-	24	-	-	-	-
Agatos Green Power Trino Srl	-	1	-	-	-	-
C&C Uno Energy Srl	1	-	-	-	-	-
Edistribución Redes Digitales SLU	5	1	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	64	118	-	-	-	23
E-Solar Srl	-	2	-	-	-	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	2	-	-	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	-	-	-	-	-	(1)
Endesa Energía SA	2	-	-	-	-	2
Endesa Generación SA	3	-	-	-	-	2
Endesa Medios y Sistemas SLU	1	-	-	-	-	(1)
Endesa SA	6	-	-	-	-	6
Endesa X Servicios SLU	1	-	-	-	-	-
Enel Américas SA	90	1	-	-	-	2
Enel Brasil SA	32	1	-	1	-	25
Enel Chile SA	33	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	2	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energia SpA	749	72	-	-	-	4
Enel Finance America LCC	6	-	-	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	2
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Generación Perú SAA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Services Srl	13	68	-	77	-	1
Enel Global Trading SpA	360	16	-	-	-	3
Enel Green Power Chile SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SLU	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	6	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	2	53	-	-	-	2
Enel Green Power North America Inc.	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	3	38	-	4	-	4
Enel Green Power Sannio Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Grids Srl	1	41	-	7	-	1
Enel Iberia SRLU	300	5	-	4	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	5	-	5	-	-
Enel Italia SpA	2	131	-	27	-	1
Enel North America Inc.	2	1	-	-	-	4
Enel Produzione SpA	26	208	-	-	-	8
Enel Romania SA	-	-	-	1	-	1
Enel Sole Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	2	-	-	-	-	1
Enel X Italia Srl	20	1	-	-	-	-
Enel X International Srl	-	9	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	-	-	-	1
Enel X Srl	2	14	-	-	-	2
Enel X Way Srl	2	11	-	-	-	2
Enel X Way Italia Srl	-	13	-	-	-	-
E-Distribuje Muntenia SA	-	-	-	-	-	2
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-

Gridspertise Srl	1	1	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	-	9	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	9	74	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	1
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Total	**1,779**	**921**	**-**	**126**	**-**	**116**
Other related parties						
Enel Cuore Onlus	1	-	-	-	-	1
Fondazione Centro Studi Enel	3	-	-	-	-	2
Total	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3**
TOTAL	**1,783**	**921**	**-**	**126**	**-**	**119**

2022

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2022	at Dec. 31, 2022	2022		2022	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Edistribución Redes Digitales SLU	8	1	-	-	-	7
e-distribuzione SpA	60	93	-	-	-	22
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	1	-	-	-	-	-
Endesa Energía SA	2	-	-	-	-	1
Endesa Generación SA	4	-	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SLU	2	-	-	-	-	2
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	1	-	-	-	-	-
Endesa SA	13	1	-	-	-	7
Enel Américas SA	6	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	93	1	-	-	-	27
Enel Chile SA	24	-	-	-	-	3
Enel Colombia SA ESP	2	-	-	-	-	1
Enel Distribución Chile SA	5	-	-	-	-	-
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	2
Enel Energie SA	2	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	105	124	-	-	-	8
Enel Energie Muntenia SA	2	-	-	-	-	-
Enel Finance America LCC	2	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	5	-	-	-	-	-
Enel Generación Costanera SA	2	-	-	2	-	2
Enel Generación Perú SAA	2	-	-	-	-	1
Enel Global Services Srl	12	78	-	83	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	1	1	-	-	-	1
Enel Global Trading SpA	5	15	-	-	-	1
Enel Green Power Chile SA	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SLU	3	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power India Private Limited	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Italia Srl	2	212	-	-	-	3
Enel Green Power North America Inc.	10	-	-	-	-	6
Enel Green Power Romania Srl	1	1	-	-	-	-
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	9	8	-	3	-	3
Enel Grids Srl	4	50	-	3	-	1
Enel Iberia SRLU	-	6	-	5	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	5	-	5	-	-
Enel Italia SpA	1	19	-	30	-	-
Enel North America Inc.	4	1	-	-	-	2
Enel Produzione SpA	155	115	-	-	-	3
Enel Romania SA	4	3	-	-	-	1
Enel Servicii Comune SA	2	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	(1)	6	-	-	-	-
Enel Trading Argentina Srl	1	-	-	-	-	1
Enel X Brasil SA	1	-	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	1	7	-	-	-	1
Enel X International Srl	9	-	-	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	12	-	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	-	-	-	1
Enel X Srl	3	21	-	2	-	6
Enel X Way Srl	4	4	-	1	-	4
Enel X Way Italia Srl	-	6	-	-	-	1
E-Distribuție Banat SA	7	-	-	-	-	1

E-Distribuţie Dobrogea SA	3	-	-	-	-	-
E-Distribuţie Muntenia SA	10	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	-	15	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	4	1	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	13	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	38	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	13	-	-	-	-	1
Società Elettrica Trigno Srl	1	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	(1)	1	-	-	-	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Total	**644**	**845**	**-**	**134**	**-**	**129**
Other related parties						
Fondazione Centro Studi Enel	2	-	-	-	-	2
Gestore dei Servizi Energetici SpA (1)	-	-	-	-	-	-
Total	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
TOTAL	**646**	**845**	**-**	**134**	**-**	**131**

(1) The balance for trade receivables at December 31, 2022 reflects a more accurate calculation of the aggregate.

Financial transactions

2023

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2023			2023		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	4	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	2,297	-	11	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	190	-	1	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	88
Enel Brasil SA	145	-	1,249	-	21	-
Enel Chile SA	-	-	470	-	1	285
Enel Colombia SA ESP	-	-	31	-	-	-
Enel Costa Rica CAM SA	-	-	8	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	456	-	1	-
Enel Energie SA	-	-	-	-	1	-
Enel Finance America LLC	-	-	3,494	-	3	-
Enel Finance International NV	-	19,777	52,691	434	86	-
Enel Generación Perú SAA	2	2	325	3	2	-
Enel Global Services Srl	114	2	14	2	10	-
Enel Global Trading SpA	63	2,703	2,231	239	276	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	1	-	118	3	3	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	78	-	1	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	40	-	6	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	317	-	1	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	8	-	716	-	11	-
Enel Green Power Perú SAC	-	-	-	1	3	-
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	51	-	292	-	6	-
Enel Green Power SpA	-	157	987	8	45	-
Enel Grids Srl	173	-	23	-	7	267
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	1,415
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	1	-	-	-
Enel Insurance NV	-	350	282	6	-	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	-	-
Enel Italia SpA	4,198	66	7,135	93	235	2,214
Enel North America Inc.	38	-	17,145	-	35	-
Enel Panamá CAM Srl	-	-	9	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	1,087	-	7	-
Enel Sole Srl	-	-	187	-	1	-
Enel X Advisory Services Srl	84	-	-	-	3	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
Enel X International Srl	31	-	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	14	-	-	-
Enel X North America Inc.	2	-	109	-	1	-
Enel X Polska Sp. Zo.o.	-	-	16	-	-	-
Enel X Srl	839	-	4	-	34	-
Enel X UK Limited	-	-	20	-	-	-
Enel X Way Srl	192	-	122	-	7	-
Enel X Way Italia Srl	47	-	49	-	1	-
Enelpower Srl	-	36	-	1	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	1	-	-	-

Generadora Montecristo SA	-	-	4	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	-	1	-	-
Nuove Energie Srl	38	-	85	-	3	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,166	-	4	-
Total	**6,024**	**23,102**	**93,468**	**791**	**808**	**4,269**
Other related parties						
Monte dei Paschi di Siena	1	-	-	-	-	-
Total	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**6,025**	**23,102**	**93,468**	**791**	**808**	**4,269**

2022

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2022			2022		
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	3	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	-	-	3,588	-	9	-
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	-	-	183	-	-	-
Endesa Generación SA	-	-	2,000	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	6	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	99
Enel Brasil SA	124	-	2,389	-	20	-
Enel Chile SA	-	-	289	-	-	28
Enel Colombia SA ESP	2	-	291	-	1	-
Enel Energia SpA	-	-	483	-	1	-
Enel Energie SA	-	-	-	1	-	-
Enel Finance America LLC	-	-	4,887	-	2	-
Enel Finance International NV	2	21,096	57,737	326	84	-
Enel Global Services Srl	184	4	11	7	3	-
Enel Global Thermal Generation Srl	39	-	15	-	1	-
Enel Global Trading SpA	577	893	2,855	740	539	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	4	-	219	1	4	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	594	-	1	-
Enel Green Power India Private Limited	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power Italia Srl	-	-	381	-	1	-
Enel Green Power Matimba Newco 1 Srl	-	1	-	2	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	80	-	700	-	11	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	-	-	1	-	-
Enel Green Power Perú SAC	11	3	384	12	9	-
Enel Green Power Romania Srl	1	-	114	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	-	-	-	-	3	-
Enel Green Power Rus LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	45	-	666	-	3	-
Enel Green Power SpA	472	9	493	19	16	-
Enel Grids Srl	52	-	17	-	5	-
Enel Holding Finance Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Iberia SRLU	-	-	-	-	-	648
Enel Innovation Hubs Srl	-	3	1	-	-	16
Enel Insurance NV	-	244	188	-	1	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	-	-
Enel Italia SpA	640	124	10,107	353	221	7,970
Enel North America Inc.	39	-	18,384	-	40	-
Enel Produzione SpA	-	-	1,219	-	1	-
Enel Sole Srl	-	-	259	-	1	-
Enel Trade Energy Srl	1	1	7	-	1	-
Enel X Australia (Pty) Ltd	-	-	5	-	-	-
Enel X International Srl	-	9	-	-	1	-
Enel X Italia Srl	-	-	14	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	-	45	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	81	-	1	-
Enel X Polska Sp. Zo.o.	-	-	14	-	-	-
Enel X Srl	737	-	1	-	11	-
Enel X UK Limited	-	-	18	-	-	-
Enel X Way Srl	104	-	11	5	1	-
Enel X Way Italia Srl	16	-	1	-	-	-
Enelpower Srl	-	36	-	-	-	-

Generadora Montecristo SA	-	-	2	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	9	8	6	-
Nuove Energie Srl	28	-	85	-	2	-
Parque Eólico Pampa SA	1	-	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	9
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	1,185	-	4	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	1	-
Total	**3,140**	**22,428**	**109,997**	**1,475**	**1,007**	**8,770**

The impact of transactions with related parties on the statement of financial position, income statement and statement of cash flows is reported in the following tables.

Impact on the statement of financial position

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	at Dec. 31, 2023			at Dec. 31, 2022		
Assets						
Derivatives - non-current	261	18	6.7%	349	35	10.2%
Other non-current assets	73	64	87.7%	81	69	85.1%
Trade receivables	167	167	-	294	294	-
Derivatives - current	76	56	73.5%	390	86	22.0%
Other current financial assets	6,483	5,952	91.8%	3,480	3,019	86.8%
Other current assets	1,581	1,552	98.2%	584	283	48.4%
Liabilities						
Long-term borrowings	17,855	14,274	79.9%	18,196	12,407	68.2%
Derivatives - non-current	620	104	16.8%	663	163	24.6%
Other non-current liabilities	20	9	45.0%	23	8	34.8%
Short-term borrowings	8,632	8,461	98.0%	8,752	8,362	95.5%
Current portion of long-term borrowings	1,179	132	11.2%	1,430	1,333	93.2%
Trade payables	135	87	64.4%	155	97	62.6%
Derivatives - current	106	20	18.9%	178	69	38.8%
Other current financial liabilities	226	111	49.1%	238	94	39.5%
Other current liabilities	4,395	825	18.8%	2,873	740	25.8%

Impact on the income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2023			2022		
Revenue	163	119	73.0%	133	131	98.5%
Services and rentals and leases	202	126	62.4%	206	133	64.6%
Other operating expenses	47	-	-	27	1	3.7%
Income from equity investments	4,269	4,269	-	8,770	8,770	-
Financial income from derivatives	907	421	46.4%	2,131	627	29.4%
Other financial income	481	387	80.5%	432	380	88.0%
Financial expense from derivatives	869	342	39.4%	1,960	1,166	59.5%
Other financial expense	952	449	47.2%	787	309	39.3%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2023			2022		
Cash flows from/(used in) operating activities	4,277	(1,147)	-26.8%	8,689	1,594	18.3%
Cash flows used in investing activities	(1,007)	(950)	95.3%	(1,647)	(1,602)	97.3%
Cash flows used in financing activities	(7,016)	(2,139)	30.5%	(3,126)	1,757	-56.2%

38. Government grants – Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2023, even if made through multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

As far as donations made are concerned, the material cases are listed below.

Euro

Beneficiary	Amount	Description of donation
Fondazione Centro Studi Enel	100,000	Enel Foundation grant
Enel Cuore Onlus	590,294	Donation – funds raised from the auction of works of art to support projects identified in 2023
Luiss Guido Carli	65,000	Donation for the production and transmission of scientific, technological and humanistic knowledge, the promotion and organization of research, cultural and professional preparation, the transfer of innovation
Human Foundation	50,000	Donation to promote collaboration between firms, government, local authorities, social enterprises, foundations, institutional investors, businesses and the world of finance to generate and develop innovative solutions to social problems
FGS Onlus	25,000	Donation to promote equal opportunities
Total	**830,294**	

39. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2023	at Dec. 31, 2022	Change
Sureties and guarantees given:			
- subsidiaries	91,540	105,114	(13,574)
- joint ventures, associates and other	158	-	158
- own interest	12	16	(4)
- third parties	106	-	106
Total	**91,816**	**105,130**	**(13,314)**

Sureties in the interest of the Company essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) in an amount equivalent to €12 million acquired following the merger of Enel South America Srl into Enel SpA in 2017.

Sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- €50,548 million issued on behalf of Enel Finance International NV securing bonds issued in European and other international markets;
- €20,342 million issued on behalf of various renewable energy companies for the development of new projects under the business plan;
- €4,846 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione SpA, Enel Produzione SpA, Enel Italia SpA, Enel Green Power SpA, Enel Chile SA, Enel Green Power Italia Srl, Enel Green Power Perú SA, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, Enel Sole Srl, Enel X Way Srl and Enel X Way Italia Srl;
- €3,494 million issued on behalf of the US company Enel Finance America LLC, to back the euro commercial paper and bond issue programs on the North American market and the credit line granted by EKF (Denmark's Export Credit Agency) to support the Group's sustainable investments;

- €2,143 million issued on behalf of Enel Finance International NV to back the euro commercial paper program;
- €1,150 million issued by Enel SpA to the Single Buyer on behalf of Servizio Elettrico Nazionale for obligations under the electricity purchase contract;
- €968 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Enel Green Power Italia Srl, Enel Energia SpA and Enel Green Power SpA, in respect of agreements for electricity transmission services;
- €760 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Global Trading SpA and Enel Produzione SpA;
- €745 million issued to INPS on behalf of various Group companies whose employees elected to participate in the structural staff reduction plan (Article 4 of Law 92/2012);
- €447 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione SpA, which received the Enel Grid Efficiency II loan;
- €503 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading SpA, Enel X Italia Srl, Enel Produzione SpA, Enel Energia SpA and Nuove Energie Srl for gas transport capacity;
- €50 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Global Trading SpA for electricity purchases;
- €50 million issued to E.ON Energy Trading on behalf of Enel Global Trading SpA for trading on the electricity market;
- €40 million issued on behalf of Enel Italia SpA to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;
- €5,456 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent on behalf of subsidiaries.

Sureties and guarantees issued on behalf of joint ventures, associates and other companies, in the amount of €158 million, regard guarantees issued to various beneficiaries on behalf of Enel Green Power Australia (€118 million) and Enel Green Power Hellas (€40 million) prior to the sale of 50% of the investments held in the two companies during the year.
Sureties and guarantees issued on behalf of third parties, in the amount of €106 million, regard guarantees issued to various beneficiaries and are connected with the sale to the Greek company Public Power Corporation SA of equity interests held by the Enel Group in Romania, completed in October 2023.

Compared with December 31, 2022, the decrease in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries is mainly attributable to the disposals of interests held in renewable companies and the reduction of commercial paper issues in line with the Company's liquidity targets.
In its capacity as the Parent, Enel SpA has also granted letters of patronage to a number of Group companies, essentially for assignments of receivables.

40. Contingent assets and liabilities

BEG litigation – Italy, France, Luxembourg

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA (BEG) in Italy, Enelpower SpA (now Enelpower Srl) obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the petition for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the assessment of the possible construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient Shpk (ABA), filed suit against Enelpower and Enel SpA (Enel) in Albania concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana on March 24, 2009, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million.

In November 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. The proceeding is still pending.

With a ruling of the Court of Appeal of Rome of March 7, 2022, the further proceedings undertaken by Enel and Enelpower before the Court of Rome were concluded, having sought recognition of BEG's liability for having circumvented the arbitration award rendered in Italy in favor of Enelpower through the aforementioned initiatives undertaken by the subsidiary ABA. With the ruling, the Court of Appeal of Rome upheld the ruling of first instance rendered by the Court of Rome on June 16, 2015, which had denied the petition in the proceeding.

On May 20, 2021, the European Court of Human Rights (ECHR) issued a ruling with which it decided the appeal brought by BEG against the Italian State for violation of Article 6.1 of the European Convention on Human Rights. With this decision, the Court denied BEG's request to reopen the above arbitration proceedings, and also rejected BEG's claim for pecuniary damages amounting to about €1.2 billion due to the absence of a causal link with the disputed conduct, granting it €15,000 in non-pecuniary damages.

Nonetheless, on December 29, 2021, BEG, with an action that the company and its legal counsel deemed unfounded and specious, also decided to sue the Italian State before the Court of Milan, to demand, as a consequence of the ECHR ruling, damages for tortious liability in an amount of about €1.8 billion. In this case, BEG also involved Enel and Enelpower by way of a claim of joint and several liability. With an order of June 14, 2022, the Court of Milan, in accepting the objection of territorial incompetence raised by the State Attorney, declared its incompetence to hear the dispute in favor of the Court of Rome, the court exclusively competent to hear the causes in which the Italian State is involved, ordering BEG to pay the costs of the proceedings in favor of the defendants. BEG did not resume the judgment before the Court of Rome within the legal term of October 14, 2022 and therefore the proceeding was extinguished.

A short time later, on November 3, 2022, BEG resubmitted the same claims for damages of the terminated proceeding, serving a new writ of summons before the Court of Milan against the same defendants, with the exception of the Italian State, which BEG declared not to wishing to agree to this judgement. Enel and Enelpower are preparing their defenses to proceed with the appearance in court in order to contest the claim, which is considered entirely specious and unfounded, like the previous similar initiative. Following the hearing for admission of evidence, the Court issued an order on October 26, 2023 denying the preliminary requests of the plaintiff and, considering the case ready for decision, scheduled final arguments for October 17, 2024.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

Italy

With an appeal notified on September 11, 2023, Albania BEG Ambient Shpk (ABA) initiated a proceeding before the Court of Appeal of Rome against Enel SpA and Enelpower Srl, in order to obtain, pursuant to Article 67 of Law 218/1995, enforcement of the ruling of the Court of Tirana of March 24, 2009. The two companies are preparing their defense to contest the claim for execution in Italy as well. Following the initial hearing, the Court of Appeal adjourned the proceeding until September 18, 2025 for oral arguments.

France

In 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France.

On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* rejected ABA claim. Among other issues, the *Tribunal de Grande Instance* ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision (the arbitration ruling of 2002) and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud.

Subsequently, with a ruling of May 4, 2021, the Paris Court of Appeal denied the appeal by ABA, in full, upholding the ruling at first instance and, in particular, fully upholding the non-compatibility of the Albanian ruling with the arbitration award of 2002, ordering it to reimburse Enel and Enelpower €200,000 each for legal costs.

With a ruling of May 17, 2023 the French *Cour de Cassation* rejected ABA's appeal, thereby definitively denying the ABA's petition for execution.

Following the favorable ruling of the Court of Appeal, Enel initiated a separate proceeding to obtain release of the precautionary attachments granted to ABA of any receivables of Enel in respect of Enel France. With an order of June 16, 2022, the Court of Paris ordered the release of the precautionary attachments while also ordering ABA to pay Enel a total of about €146,000 in damages and legal costs. ABA challenged the aforementioned release order and the appeal was granted by the Paris Court of Appeal with a decision of May 17, 2023. On June 16, 2023 Enel filed a petition and on December 15, 2023 formally appealed that ruling before the French *Cour de Cassation*.

The Netherlands

In 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands.

Following an initial ruling of June 29, 2016, in favor of ABA, in a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands, as it was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. Subsequently, the proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA with which it asked the Dutch court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged tortious liability of Enel and Enelpower in the failure to build the power plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a definitive ruling in which it rejected any claim made by ABA, thereby confirming the denial of recognition and enforcement of the Albanian ruling in the Netherlands. Moreover, having re-analyzed the merits of the case under Albanian law, the Court found no tortious liability on the part of Enel and Enelpower and ordered ABA to reimburse the companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings.

On July 16, 2021 the Supreme Court completely rejected ABA's appeals, ordering it to reimburse court costs.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for a number of precautionary seizures of any receivables of both Enel Group companies in respect of the bank.

In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in Luxembourg. Owing to a number of procedural delays, the proceeding is still in the initial stages and no ruling has been issued. In particular, after several legal representatives appointed by ABA withdrew from the cause, on September 2023 the court suspended the proceeding.

United States and Ireland

In 2014, ABA had initiated two proceedings requesting execution of the Albanian sentence before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

Kino arbitration – Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) and Enel SpA (Enel) were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration. Enel – which is the guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor and Kino Facilities under the above contracts – has also been called into the arbitration proceeding, but no specific claims have been filed against it for the moment.

The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (which is controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec) and CKD Infraestructura México SA de Cv.

On August 4, 2023, the arbitration ruling was notified. The arbitration board declared that it did not have jurisdiction against Enel SpA and, in partially granting the claim of the Project Companies, ordered Kino Contractor and Kino Facilities (now Enel Services Mexico SA de Cv - Enel Services) to pay penalties totaling about $77 million, plus interest at an annual rate of 6%. Subsequently, Kino Contractor and Enel Services filed a petition requesting correction of the arbitration award, which was partially granted and, on December 13, 2023, they filed a petition to void the award before the Mexican courts. The proceeding is pending.

In December 2023, the Project Companies filed a suit before the Supreme Court of the State of New York against Enel, in its capacity as guarantor of the obligations assumed by Kino Contractor, to request payment due by the latter under the provisions of the arbitration award. The substance and legal grounds of the suit are being contested in full and the proceeding is pending.

41. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Company after December 31, 2023.

> *"Amendments to IAS 1 – Classification of Liabilities as Current or Non-current"*, issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the changes clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - that the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about the exercise of the right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the liability at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance with those terms until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services.

  The amendments take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2024.[43]

> *"Amendments to IAS 1 – Non-current Liabilities with Covenants"*, issued in October 2022. IAS 1 requires classification of liabilities as non-current only where an entity has a right to defer settlement in the 12 months following the reporting date. Nevertheless, the right to do so is often subject to compliance with covenants. The amendments of the standard improve disclosure when the right to defer settlement of a liability for at least 12 months is subject to compliance with covenants and specify that the classification of the liability as current or non-current at the reporting date is not affected by covenants that must be complied with subsequent to the reporting date.
  The amendments take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2024.

> *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a "business" (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely.

> *"Amendments to IFRS 16 – Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, issued in September 2022. The amendments require the seller-lessee to measure the right-of-use asset arising from a sale and leaseback transaction in proportion to the previous carrying amount of the asset involved in the arrangement and in line with the retained right-of-use. Consequently, the seller-lessee will be allowed to recognize only the amount of any capital gain or loss relating to the rights transferred to the buyer-lessor.

  The amendments do not prescribe specific measurement requirements for liabilities deriving from a leaseback. However, they include examples that illustrate the initial and subsequent measurement of the liability by including variable payments that do not depend on an index or a rate. This representation is a departure from the general accounting model required by IFRS 16, in which variable payments that do not depend on an index or a rate are recognized through profit or loss in the period in which the event or condition that determines these payments occurs. In this regard, the seller-lessee will have to develop

[43] In 2020 an amendment was issued to postpone the date of entry into force from January 1, 2023 to January 1, 2024.

and apply an accounting policy to determine the lease payments such that any amount of retained right-of-use gain or loss is not recognized.

The amendments take effect for annual periods beginning January 1, 2024. In conformity with "IAS 8 - Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors", retrospective application is permitted for sale and leaseback transactions entered into after the date of initial application of IFRS 16.

- *"Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, issued in August 2023. The amendments require the application of a consistent approach in determining whether a currency is exchangeable for another and, when it is not, in determining the exchange rate to be used and the disclosure to be provided. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning January 1, 2025 (earlier application is permitted).
- *"Amendments to IAS 7 and IFRS 7 – Supplier Finance Arrangements"*, issued in May 2023.
  The amendments clarify the characteristics of supplier finance arrangements and require additional disclosures concerning these agreements in order to assist users of the financial statements in understanding their related impacts on an entity's liabilities, cash flows and exposure to liquidity risk.
  The IASB granted a transitional exemption by requiring neither comparative information in the first year of application nor disclosure of specific opening balances. Furthermore, the information requested is applicable only for the first year of application. Accordingly, considering that the amendments will take effect, subject to endorsement, for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2024, the new disclosures must be provided no earlier than the annual financial report at December 31, 2024.

The Company is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

42. Events after the reporting period

Enel issues a dual-tranche €1.75 billion sustainability-linked bond in the Eurobond market

On January 16, 2024, Enel Finance International NV issued a dual-tranche sustainability-linked bond for institutional investors in the Eurobond market in the total amount of €1.75 billion.

The issue, which is guaranteed by Enel, envisages the use of two sustainability Key Performance Indicators for each tranche, illustrated in the Sustainability-Linked Financing Framework, last updated in January 2024, confirming Enel's commitment towards the energy transition as well as contributing to the environmental and financial sustainability of the Company's development strategy.

The Framework is aligned with the International Capital Market Association's (ICMA) "Sustainability-Linked Bond Principles" and the Loan Market Association's (LMA) "Sustainability-Linked Loan Principles", as verified by the Second-Party Opinion Provider Moody's Investors Service.

The issue, which has an average term of approximately eight years, has an average coupon of 3.66%.

The proceeds from the issue will be used by EFI to refinance the Group's ordinary financing needs relating to debt maturities.

Enel places a new €900 million perpetual hybrid bond with coupon at 4.750%

On February 20, 2024, Enel SpA issued a non-convertible, subordinated perpetual hybrid bond for institutional investors on the European market, denominated in euros, with an aggregate principal amount of €900 million.

The transaction reflects the Enel Group's financial strategy, aimed at optimizing the cost of capital serving industrial investments within the 2024-2026 Strategic Plan.

The issuance was carried out in execution of the resolution of the Company's Board of Directors of December 18, 2023 which authorized Enel to issue, by December 31, 2024, one or more non-convertible subordinated hybrid bonds.

The non-convertible subordinated perpetual hybrid bond is structured in a single €900 million tranche, has no fixed maturity, and is due and payable only in the event of the winding up or liquidation of the Company, as specified in the relevant terms and conditions.

43. Fees of the Audit Firm pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2023 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2023 to the audit firm and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Type of service	Entity providing the service	Fees (millions of euro)
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	0.9
	- entities of KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	1.8
	- entities of KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- entities of KPMG network	-
Total		**2.7**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	4.6
	- entities of KPMG network	9.5
Certification services	of which:	-
	- KPMG SpA	1.3
	- entities of KPMG network	1.2
Other services	of which:	-
	- KPMG SpA	-
	- entities of KPMG network	-
Total		**16.6**
TOTAL		**19.3**

前へ

2【主な資産・負債及び収支の内容】

本項に記載すべき事項は、連結財務書類注記及び財務書類注記に記載されている。

3【その他】

(1) 決算日後の状況

連結財務書類注記60「後発事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類注記57「偶発資産及び債務」を参照のこと。

４【日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違】

以下は、国際財務報告基準（IFRS）と適用可能な日本の会計原則及び会計慣行との間の主要な差異を示している。IFRSとは、国際会計基準（IAS）、国際財務報告基準（IFRS）、国際財務報告基準解釈指針委員会（IFRIC）及び解釈指針委員会（SIC）の解釈のことであり、国際会計基準審議会（IASB）により公表され、規則（EC）1606/2002号に従って欧州共同体が承認し、2023年12月31日時点で有効なものである。この基準は、エネル・グループが2023年12月31日時点の連結財務書類において採用している。

（1）減損損失

IFRS（IAS第36号「資産の減損」）の下では、減損の兆候がある場合、減損損失は資産の帳簿価額がその回収可能価額を超過する額として算定される。回収可能価額とは、（i）売却費用控除後の公正価値及び（ⅱ）使用価値（残存価額を含む、当該資産の使用から生じる将来キャッシュ・フローの現在価値）のうち、いずれか高い方の金額をいう。

日本の会計原則の下では、資産の帳簿価額は、資産の使用及び最終処分時を通じて発生すると見込まれる割引前キャッシュ・フローと比較される。その結果、帳簿価額が割引前キャッシュ・フローよりも高い場合、帳簿価額は回収不能とみなされる。その後、減損損失が認識される。

（2）のれん

IFRS（IAS第38号）の下では、企業結合において取得した資産から生じたのれんは償却されず、減損損失があれば調整される。企業結合から生じるのれんの認識及び測定には、全部のれん法及び部分のれん法の二つの異なる方法がある。

日本の会計原則の下では、のれんは最長20年の期間にわたり規則的に償却され、特定の条件が充たされた場合に減損される。のれんは、部分のれん法に類似の方法で認識される。

（3）金融商品の公正価値測定の範囲

IFRS（IFRS第９号）の下では、関連する資本性金融商品及び資本性金融商品に連動するデリバティブにおける投資が、活発な市場における市場相場を有しない場合でも、すべての場合で公正価値を設定することが必要である。当該投資は原則公正価値で測定される必要があるが、信頼性をもって公正価値を測定できない場合にのみ原価で測定することができる。しかしそのような場合は稀であると推定される。

日本の会計原則の下では、活発な市場における市場相場を有しない有価証券は、公正価値の入手が大変困難であると仮定して原価で測定される。特定の種類のデリバティブ（例えば天候デリバティブなど）において成熟した市場が未だ形成されていない場合、公正価値は測定が大変困難である。その結果、当該デリバティブは貸借対照表上取得原価で測定される。

（4）有給休暇引当金

IFRS（IAS第19号）の下では、当該関連期間にわたり有給休暇において費用の認識が求められる。

日本の会計原則の下では、そのような便益において会計的な取扱いをする実務はない。

（5）過去勤務費用

IFRS（IAS第19号）の下では、過去勤務費用は純損益にて認識する。

日本の会計原則では、その他の包括利益に累積した過去勤務費用は、その他の包括利益の調整額として損益に振替えられる。

（6）固定資産の再評価

IFRS（IFRS第１号）の下では、エネル・グループは、「取得原価」法を採用しているが、IFRSへの移行日又は移行日以前における固定資産については、再評価日における、みなし原価としての一定の再評価を行っている。

日本の会計原則の下では、資産の再評価は認められていない。

（7）子会社の支配の喪失

IFRS（IFRS第10号）の下では、支配が失われた場合、親会社は、残存する非支配持分を、支配が失われた日における公正価値で再測定し、支配が失われた結果生じる利得又は損失を、純損益を通じて認識する。その後、前述の残存持分は、残存する影響の種類に応じて、適用可能な基準に従って計上される。

一方、日本の会計原則の下では、持分の一部売却後の残存投資が関連会社に該当する場合は持分法を用いて測定される。残存投資が関連会社に該当しない場合は親会社の個別財務諸表における帳簿価額に基づいて測定される。

（8）無形資産の当初認識と測定

IFRS（IAS第38号）の下では、無形資産は、分離可能な場合で、過去の事象の結果として企業により支配され、企業に将来の経済的便益をもたらす可能性があり、かつ、（a）資産から期待される将来の経済的便益が企業に流入する可能性が高い、又は（b）資産の原価が信頼性をもって測定できるものである場合にのみ認識されなければならない。研究に係る支出は発生時に費用として認識する。開発費用は、技術的な実現可能性、資産の完成、使用又は売却の意図、及びその他の条件が全て証明できる場合に限り、無形資産として認識される。

一方で、日本の会計原則の下では、研究開発及びソフトウェアに係る支出を除き、無形資産の認識に関する明確な指針はない。研究開発に係る支出は発生時に費用として認識する。

（9）減価償却単位（構成要素アプローチ）

IFRS（IAS第16号）の下では、当該項目の原価総額に関連して重要な原価を持つ有形固定資産項目の各部分は、区分して償却しなければならない。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（10）不利な契約

IFRS（IAS第37号）の下では、不利な契約とは、契約による債務を履行するための不可避的な費用が、契約上の経済的便益の受取見込額を超過している契約をいう。企業に不利な契約があるならば、当該契約下の現在債務は、引当金として認識かつ測定する。

一方、日本の会計原則の下では、特別な規定は存在しない。

（11）賦課金

IFRS（IFRIC第21号「賦課金」）の下では、賦課金債務は、関連する法令により特定されたとおり、支払原因となる活動が生じた時点で認識する。賦課金債務は、（i）関連する法令に従って、支払原因となる活動が一定期間にわたり生じる場合は、徐々にのみ認識され、（ⅱ）（収益又は売上高若しくは生成高の最低値といった）活動基準量の最低値に到達したことを当該賦課事由とする場合は、活動基準量に達した時点で認識される。

日本の会計原則の下では、賦課金において特別な基準は定められていない。

（12）共同支配事業

IFRS（IFRS第11号「共同支配の取決め」）の下では、共同支配事業の共同支配を有する企業は、その持分に関連して、共同支配事業から生じるその資産、負債、収益及び費用を認識する。

日本の会計原則の下では、共同支配事業に対する投資は連結財務書類上、持分法により会計処理される。日本の会計原則は、共同支配事業及びジョイント・ベンチャーの会計上の取扱いを区分していない。

（13）リース

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手はリースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類しないが、短期リースや少額リースといった認識免除が選択される場合を除き、使用権資産及びリース負債を認識する。貸手は、原資産の所有に関連する全てのリスク及び経済価値を借手に実質的に移転するかどうかに基づいて、リースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースは解約不能及びフルペイアウトであることが必要であり、次の条件を満たす必要がある。

（ⅰ）解約不能な期間にわたる支払リース料総額の現在価値が当該資産の見積現金購入価格の90%以上であること

（ⅱ）当該リース期間が当該関連資産の経済的耐用年数のおよそ75%以上であること

IFRS第16号（「リース」）の下では、借手は、リース期間が開始日から12ヶ月以内の短期リース契約及び原資産が少額のリース契約に関して、使用権資産及びリース負債を認識することなく費用として支払リース料を認識することを選択できる。エネル・グループは当該認識免除を適用している。

日本の会計原則の下では、いくつかの条件が充たされる場合（すなわち、支払リース料総額が３百万円未満のリース）、リース資産及び負債を認識することなくオペレーティング・リースとしてリースの会計処理の目的で「簡便法」を用いることができる。

IFRS第16号（「リース」）の下では、開始日に借手は当初使用権資産を取得原価で、リース負債をリース期間にわたる支払リース料の現在価値で測定する。

日本の会計原則の下では、ファイナンス・リースのリース資産とリース負債は次のように測定される。

（Ⅰ）貸手の購入価格が明らかな場合

（a）所有権移転：貸手の購入価格

（b）所有権移転外：貸手の購入価格及び最低支払リース料の現在価値（当該資産の残存価値を含む）のうちいずれか低い方

（Ⅱ）貸手の購入価格が不明な場合、支払リース料の現在価値（割引後の資産購入権の価値を含む）及び借手の見積現金購入価格のうちいずれか低い方

主な表示と区分の相違

（1）売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

IFRS第５号（売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業）の下では、（i）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）は、帳簿価額又は売却費用控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定され、売却目的で保有している間又は売却目的で保有している処分グループの一部である間は当該資産に係る減価償却は停止され、また、（ⅱ）売却目的保有として分類される要件を充たす非流動資産（または処分グループ）及び処分グループの負債は、連結財政状態計算書上で他の資産および負債と区別して表示され、非継続事業の損益は連結損益計算書で区別して表示される。

日本の会計原則の下では、売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関する基準は定められていない。

（2）連結財政状態計算書

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は財政状態計算書の特定の様式を定めていない。流動性表示がより信頼ある適切な情報を提供する場合を除き、資産及び負債の流動／非流動が用いられる。エネル・グループは、その連結財政状態計算書において、流動／非流動の表示を選択している。

日本の会計原則は、一般的な財政状態計算書の様式を定めている。財政状態計算書の見出しは、IFRSと比較してより詳細に表示することが求められる。公開会社は特定の開示要件への準拠が求められる。

(3) 連結損益計算書及びその他の包括利益

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、標準的な様式を定めていない。支出は二つの形式（機能別又は性質別）のうちいずれかで表示され、エネル・グループは性質別に費用を分類する方法を選択している。損益計算書における表示を必要としている最小限の項目がある。

IFRSでは損益項目及びその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- 小計を伴う包括利益計算書単一方式
- 二つの別個の計算書方式

エネル・グループは二つの別個の計算書にて当期包括利益項目を表示することを選択している。

日本の会計原則は、営業利益、経常利益、及び純利益により、利益の三区分での表示を求めている。表示は通常は性質別になされる。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS／IASのフレームワークと比較してより詳細な表示を求めている。

(4) 例外的（重要）項目

IFRS（IAS第１号「財務諸表の表示」）は、例外的（重要）項目という用語を用いていないが、企業の業績をよりよく説明するために、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、説明する必要がある項目の個別開示を求めている。

日本の会計原則は、例外的項目を損益計算書の「特別損益」の区分での別掲を求めている。

第７【外国為替相場の推移】

ユーロと日本円の為替相場は、最近５年間及び最近６ヶ月間の日本において時事に関する事項を報道する２以上の日刊新聞紙に掲載されていることから、ユーロに関する記載は省略した。

第８【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

１【日本における株式事務の概要】

当社株式を取得する者（本項において以下「実質株主」という。）と、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）との間の外国証券取引口座に関する規則（以下「外国証券取引口座約款」という。）により、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買の執行、売買代金の決済、証券の保管及びその他当社株式の取引に関する事項は全てこの取引口座を通じて処理される。

以下は、外国証券取引口座約款に従った、当社株式に関する事務手続の概要である。

(1) 当社株式の保管

当社株式は、窓口証券会社のためにイタリアにおける保管機関（以下「保管機関」という。）又はその名義人の名義で登録され、保管機関により保管される。原則として、窓口証券会社は実質株主に対して受領書を発行するが、かかる受領書を譲渡することはできない。

(2) 当社株式の譲渡に関する手続

窓口証券会社が発行する受領書を提出することで、実質株主は、その持株の保管替え又は売却注文をなすことができる。実質株主と窓口証券会社との間の決済は、円貨又は窓口証券会社が応じ得る範囲内で実質株主が指定した外貨による。

(3) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した全ての通知及び通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主が、かかる通知及び通信の送付を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

(4) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、保管機関又はその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関又はその名義人は議決権を行使しない。

(5) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、現金配当は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる配当金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(6) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主から特に指示がない限り、窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

準備金の資本組入により発行される株式は、一般に、保管機関又はその名義人に対して交付され、窓口証券会社は実質株主に対して領収証を発行する。

(7) 新株引受権

当社株式について新株引受権が与えられた場合、かかる新株引受権は、原則として窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

２【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 名義書換代理人及び名義書換取扱場所

当社は、日本に、当社株式に関する名義書換代理人又は名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有する全ての実質株主の明細表（以下「実質株主明細表」という。）を作成し、かかる明細表には各実質株主の名前及びそれら実質株主の各人の代わりに保有される当社株式の株数が記載される。

(2) 実質株主明細表の基準日

当社は配当の支払に関する権利落ちの基準日を定めなければならない。かかる配当を受領する資格を有する実質株主を決定するための実質株主明細表の基準日は、通常当該基準日の直前の営業日となる。

(3) 事業年度の終了

当社の事業年度は毎年12月31日に終了する。

(4) 公告

日本において公告を行わない。

(5) 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、取引口座を開設するときに窓口証券会社の定めるところにより年間口座管理料を支払う他、必要に応じて実費を支払う。

(6) 当社株式の譲渡制限

当社株式に譲渡制限はない。

(7) 日本における配当等に関する課税上の取扱い

(イ)配当

当社から株主に支払われる配当は、日本の税法上、配当収入として取扱われる。日本の居住者たる個人又は日本の法人に対して支払われる当社の配当金については、当該配当金額（イタリアにおける当該配当の支払の際にイタリア又はその地方公共団体の源泉徴収税が徴収される場合、当該控除後の金額）につき、当該配当の支払を受けるべき期間に応じ、下表に記載された源泉徴収税率に相当する金額の日本の所得税・住民税が源泉徴収される。

配当課税の源泉徴収税率

配当を受けるべき期間	日本の法人	日本の居住者たる個人
2014年１月１日～2037年12月31日	所得税15.315%	所得税15.315%、住民税５%
2038年１月１日～	所得税15%	所得税15%、住民税５%

日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。

当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。本書の日付け現在、申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年１月１日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20.315%（所得税15.315%、住民税５%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年度以後における上場株式等の株式売買損を控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人が2016年１月１日以後に支払を受ける配当所得の計算においては、上場株式等及び一定の公社債等の売買損・譲渡損を控除することができる。

なお、配当控除(個人の場合）及び受取配当益金不算入(法人の場合）の適用はない。

イタリアにおいて課税された税額は、配当につき確定申告した場合には日本の税法の規定に従い外国税額控除の対象となりうる。

(ロ)売買損益

1) 居住者である個人株主の株式の売買によって生じた株式売買益は、原則として所得税の対象となり、株式売買損は、他の株式売買益から控除することができる。また、2009年度以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。）から控除することができる。上記にかかわらず、日本の居住者である個人による2016年１月１日以後の上場株式等の株式売買損は、当社株式及びその他の上場株式等の配当所得の金額（申告分離課税を選択したものに限る。）並びに一定の公社債等の利子所得の金額等から控除することができる。

2) 当社株式の内国法人株主については、株式の売買損益は、課税所得の計算上益金・損金に算入される。

(ハ)相続税

日本の税法上日本の居住者である実質株主が、イタリアで発行された株式を相続又は遺贈によって取得した場合、日本の相続税法によって相続税が課されるが、国外で日本の相続税に相当する税が課される等、一定の要件を満たしているときには、外国税額控除が認められることがある。

イタリアにおける課税上の取扱いについては、「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

第９【提出会社の参考情報】

１【提出会社の親会社等の情報】

当社には親会社等は存在しない。

２【その他の参考情報】

事業年度の開始日から本有価証券報告書提出日までの間に提出された、金融商品取引法第25条第１項各号に掲げる書類は、以下のとおりである。

１．有価証券報告書	2023年６月29日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2023年９月28日関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第１【保証会社情報】

該当なし。

第２【保証会社以外の会社の情報】

該当なし。

第３【指数等の情報】

該当なし。

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2023年6月5日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2022年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの2023年４月6日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。

KPMG・エスピーエー

Renato Naschi
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

5 June 2023

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 6, 2023, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2022 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

次へ

2010年1月27日政令第39号第14条及び2014年4月16日EU規制第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

(イタリア語原文からの翻訳版)

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2022年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する連結会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、並びにそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類について監査を行った。

当監査法人は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定が施行する政令第38/05号第9条準拠し、2022年12月31日現在のグループの財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、公正かつ妥当に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。当該監査基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「連結財務書類監査における監査人の責任」の項に記載されている。当監査法人は、イタリアにおける職業倫理に関する規定に従って、会社及び連結子会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当連結会計年度の連結財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、連結財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務書類注記2.1「見積り及び経営者の判断の利用‐顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針‐顧客との契約から生じた収益」、11.a「販売及びサービスから生じた収益」及び34「売掛金」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいた又は販売業者及び輸送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、その年度に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積りを含み、送電網の損失も考慮に入れて算定されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主に過去の情報に基づいて決定された、個々の顧客の1日の消費量の推定に基づいており、気候要因又は推定消費量に影響を及ぼす可能性のあるその他の事項を反映して調整される。 基礎となる前提条件の性質を踏まえると、当該推定は非常に複雑である。 したがって、未請求の電気及びガスの供給による収益の認識が監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含んでいる。 ・未請求の電力及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解 ・監査の目的上重要であるとみなされた、IT統制を含む統制の設計、整備状況及び運用状況の有効性の評価、及びIT専門家の関与 ・見積られた電力及びガスの量に係る実証手続の実施 ・見積りの際に用いられた販売価格の正確性の確認 ・連結財務書類で認識された見積とその後の実際の数値との比較 ・未請求の電力及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の妥当性の評価

連結財務書類における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

親会社の取締役は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重要な虚偽表示のない財務書類の作成に必要であると判断される内部統制を、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、グループが継続企業として存在する能力を評価し、連結財務書類の作成にあたり継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示に責任を負う。取締役は、親会社の清算又は業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲以内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正又は誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を得て、当監査法人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生し、個別に又は全体として、連結財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して監査を実施する。当監査法人は、また、

- **不正又は誤謬にかかわらず、連結財務書類の重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正は、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の発見よりも高い。**
- **内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を入手する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として連結財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において連結財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する連結財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、グループが継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む連結財務書類の全体的な表示、構成及び内容、並びに連結財務書類が基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。**
- **連結財務書類に対する意見を表明するために、グループの各事業体の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。当監査法人は、連結財務書類の監査に関する指示、監督及び実施に関して責任がある。当監査法人は、単独で監査意見に対して責任を負う。**

当監査法人は、特に監査計画の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重要な欠陥を含む監査の重要な発見事項について、ISAイタリアが要請する適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告する。

また、当監査法人は、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象、並びに必要に応じ、当該脅威を除去するために取られた手段、又は適用する保護手段について報告する。

ガバナンス担当者に報告した事項の中から、当期の連結財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とする。当該主要な検討事項は、当監査法人の監査報告書に記載している。

EU規制第537/14号第10条に準ずるその他の情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査を実施するにあたり親会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（Collegio Sindacale）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定への適合に関する意見

親会社の経営者は、年次財務報告書に含まれる2022年12月31日現在の連結財務書類に対する単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様に関する規制技術基準に関する欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定の適用において責任を負う。

当監査法人は、連結財務書類が欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号を遵守しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700 Bにより要求された手続を実施した。

当監査法人は、2022年12月31日現在の連結財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

特定の技術的な制約により、連結財務書類の注記において、XHTML形式からXBRL対象で抽出された際に、XHTMLフォーマットで連結財務書類に表示された対応する情報に関して同一の方法で再現されない情報がある。

政令第39/10号第14条2項e）及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

親会社の経営者は、2022年12月31日現在のグループの事業、コーポレート・ガバナンス、及び株主構成に関する報告書を作成し、関連する連結財務書類との整合性及び適用する法律の遵守において責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項により示されたコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中で表示された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在の連結財務書類と一致していること、適用する法令に準拠していることの意見を表明する目的で、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかを表明する目的で、監査基準（SAイタリア）720 Bにより要求された監査手続を実施した。

当監査法人は、上記のコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在のグループの連結財務諸表と一致し、かつ適用する法令に従って作成されているものと認める。

政令第39/10号第14.2.e）条によって要求されている上記の記述に関し、監査を通じて得た企業及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人は報告すべきものはない。

政令第254/16号を施行するConsob（イタリア国家証券委員会）規制第4条に関する声明

エネル・エスピーエーの取締役は、政令第254/16号に従い、連結非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。

2023年4月6日　**ローマ**

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi
ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2022 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 "Use of estimates and management judgement – Revenue from contracts with customers", 2.2 "Significant accounting policies – Revenue from contracts with customers", 11.a "Revenue from sales and services" and 34 "Trade receivables"

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the daily consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: －understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; －assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; －performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; －checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; －comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; －assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the parent's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The parent's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the consolidated financial statements at 31 December 2022 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the consolidated financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the consolidated financial statements at 31 December 2022 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Due to certain technical limitations, some information included in the notes to the consolidated financial statements when extracted from the XHTML format to an XBRL instance may not be reproduced in an identical manner with respect to the corresponding information presented in the consolidated financial statements in XHTML format.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2022 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the group's consolidated financial statements at 31 December 2022 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2022 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Statement pursuant to article 4 of the Consob regulation implementing Legislative decree no. 254/16

The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of a consolidated non-financial statement pursuant to Legislative decree no. 254/16. We have checked that the directors had approved such consolidated non-financial statement. In accordance with article 3.10 of Legislative decree no. 254/16, we attested the compliance of the non-financial statement separately.

Rome, 6 April 2023

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
Director

前へ　次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2023年6月5日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2022年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2023年4月6日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。**

KPMG・エスピーエー

Renato Naschi
監査ディレクター

前へ　　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

5 June 2023

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 6, 2023, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2022 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

前へ　次へ

2010年1月27日政令第39号第14条及び2014年4月16日EU規制第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

(イタリア語原文からの翻訳版)

エネル・エスピーエーの株主各位

個別財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2022年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する事業年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務書類について監査を行った。

当監査法人は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定が施行する政令第38/2005号第9条に準拠し、2022年12月31日現在の会社の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を、公正かつ妥当に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に基づいて監査を行った。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「個別財務書類の監査における監査人の責任」の項に記載されている。 当監査法人は、イタリアにおける職業倫理に関する規定に従って、会社から独立しており、また、監査人としてのその他の倫理上の責任を果たしている。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項は、当事業年度の個別財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。監査上の主要な検討事項は、個別財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応した事項であり、当監査法人は、当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

監査上の主要な検討事項

報告すべき主要な検討事項はない。

個別財務書類における会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

会社の取締役は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重要な虚偽表示のない財務書類の作成に必要であると判断される内部統制を、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、会社が継続企業として存在する能力を評価し、個別財務書類の作成にあたり継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示に責任を負う。取締役は、会社を清算する、又は業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法律で定められた条件の範囲以内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を負う。

個別財務書類の監査に対する監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務書類全体が、不正又は誤謬かにかかわらず、重要な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を入手するとともに、当監査法人の意見を含めた監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により発生し、個別又は全体として、個別財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を保持して監査を実施する。また、

- **不正又は誤謬にかかわらず、個別財務書類の重要な虚偽表示リスクを識別し、評価する。また、重要な虚偽表示リスクに対応した監査手続を立案し、実施する。当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正は、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の発見よりも高い。**
- **内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を入手する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において個別財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する個別財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。**
- **開示を含む個別財務書類の全体的な表示、構成及び内容、並びに基礎となる取引や会計事象を適正に表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、特に監査計画の範囲及び時期、並びに監査中に特定した内部統制の重要な欠陥を含む監査の重要な発見事項について、ISAイタリアが要請する適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告する。

また、当監査法人は、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象、並びに必要に応じ、当該脅威を除去するために取られた手段、又は適用した保護手段について報告する。

EU規制第537/14号第10条に準ずるその他の情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、監査を実施するにあたり会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（Collegio Sindacale）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定への適合に関する意見

会社の経営者は、年次財務報告書に含まれる2022年12月31日現在の個別財務書類に対する単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様に関する規制技術基準に関する欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定の適用において責任を負う。

当監査法人は、個別財務書類が欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号を遵守しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700 Bにより要求された手続を実施した。

当監査法人は、2022年12月31日現在の個別財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則（EU）第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

政令第39/10号第14条2項e）及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

会社の経営者は、2022年12月31日現在の事業、コーポレート・ガバナンス、及び株主構成に関する報告書を作成し、関連する個別財務書類との整合性及び適用する法律の遵守において責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項により示されたコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中で表示された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在の個別財務書類と一致していること、適用する法令に準拠していることの意見を表明する目的で、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかを表明する目的で、監査基準（SAイタリア）720 Bにより要求された監査手続を実施した。

当監査法人は、上記のコーポレート・ガバナンス及び株主構成に関する報告書に記載された業務報告書及び具体的な情報が、2022年12月31日現在の会社の個別財務諸表と一致し、かつ適用する法令に従って作成されているものと認める。

政令第39/10号第14.2.e）条によって要求されている上記の記述に関し、監査を通じて得た事業体及びその環境に関する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人は報告すべきものはない。

2023年4月6日　ローマ

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi
ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2022, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2022 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key audit matters

There are no key audit matters to report.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2022 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the separate financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the separate financial statements at 31 December 2022 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2022 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the company's separate financial statements at 31 December 2022 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2022 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 6 April 2023

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
Director

前へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2024**年**6**月**19**日**

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2023**年**12**月**31**日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている連結財務諸表についての私たちの**2024**年４月**19**日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることに同意します。**

KPMG**・エスピーエー**

Davide Utili
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

19 June 2024

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 19, 2024, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2023 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the material accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ訳されている。従って、イタリア語原文のみが優先される)。

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル･エスピーエー の株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2023年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する連結会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ･フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル･グループ(以下「グループ」という。)の連結財務書類を監査した。

当監査法人は、当該連結財務書類が、EUが採択した国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠し、2023年12月31日現在のエネル･グループの財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ･フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準(ISAイタリア)に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「*連結財務書類監査における監査人の責任*」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務書類の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、*エネル･エスピーエー*(以下「親会社」という。)から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項とは、当会計年度の連結財務書類の監査において、監査人が職業的専門家として特に重要であると判断した事項である。当該事項は、連結財務書類全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において対応しており、当監査法人は、当該事項について個別に意見を表明するものではない。

未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識

連結財務書類に対する注記：注記2.1「見積りの利用及び経営者の判断 - 顧客との契約から生じた収益」、2.2「重要な会計方針 - 顧客との契約から生じた収益」、11.a「販売及びサービスから生じた収益」及び 34「売掛金」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給から生じた収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいて、又は販売業者及び運送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、その年度に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積額を含み、送電網の損失も考慮して計算されている。直近の検針日から年末までの間に発生した収益は、主として過去の情報に基づいて決定された個々の顧客の消費量の推定値に基づいており、推定消費量に影響を及ぼす可能性のある気候要因又はその他の事項を反映して調整される。 基礎となる前提条件の性質を踏まえると、当該推定は非常に複雑である。 従って、未請求の電力及びガスの供給による収益の認識は、監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含む： 未請求の電気及びガスの供給から生じた収益の認識プロセスの理解； 監査の目的上重要とみなされた、IT統制を含む統制の設計、実施及び運用の有効性の評価、及びIT専門家の関与； 見積りに用いられた電力とガスの量に関する実証手続の実施； 見積りに使用された販売価格の正確性の確認； 連結財務書類で認識された見積りと、その後の実際の数値との比較； 未請求の電気及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の適切性の評価

連結財務書類における親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠した、真実かつ公正な連結財務書類を作成する責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務書類を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、連結財務書類の作成における継続企業の前提の適切な使用、並びにその適切な開示に責任を負う。取締役は、親会社を清算または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を負う。

連結財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い程度の保証であり、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できることを保証するものではではない。虚偽表示は、不正または誤謬から生じる可能性があり、個別または全体として、この連結財務書類に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた：

- 不正か誤謬かにかかわらず、連結財務書類の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対処した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化が関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。
- グループの内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。

- 経営者が採用している会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。
- 経営者が継続企業の前提を用いていることが適切か、また、入手した監査証拠に基づいて、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関連した重要な不確実性が認められるかどうかを結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、当監査法人には、監査報告書において連結財務書類中の関連開示項目に注意を喚起すること、もしくは、そのような開示が不十分である場合には、除外事項付き意見を表明することが求められている。当監査法人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象や状況によっては、グループが継続企業として存続できなくなる可能性がある。
- 開示を含む連結財務書類の全体的な表示、構造及び内容、並びに連結財務書類がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうか評価する;
- 連結財務書類に対する意見を表明するために、グループ内の各事業体または事業活動の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手する。当監査法人は、連結財務書類の監査における指示、監督、及び実施に関して責任を負う。当監査法人は、その監査意見に対して単独で責任を負う。

当監査法人は、監査計画の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係その他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

ガバナンス責任者に報告した事項のうち、当期の連結財務書類の監査において当監査法人が最も重要であると判断した事項を、監査上の主要な検討事項とする。本監査報告書には、当該検討事項が記載されている。

EU規則第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、親会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して親会社から独立した関係を維持したことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務書類に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第 2019/815号の規定への適合に関する意見

親会社の経営者は、単一の電子報告フォーマット（ESEF）の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則(EU)第2019/815号の規定を、年次財務報告書に収載される2023年12月31日現在の連結財務書類に適用することについてその責任を負う。

当監査法人は、連結財務書類が欧州委員会委任規則 (EU)第2019/815号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準（SAイタリア）700B により要求されている手続を実施した。

当監査法人は、2023年12月31日現在の連結財務書類がXHTML形式で作成され、すべての重要な点において欧州委員会委任規則 (EU) 第2019/815号の規定に準拠して表示されているものと認める。

特定の技術的制約により、連結財務書類の注記に含まれる一部の情報は、XHTML形式からXBRLインスタンスに抽出された際に、XHTML形式の連結財務書類に表示された対応する情報と同一の状態では再現されない場合がある。

政令第39/10号第14条2項e) 及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

親会社の経営者は、2023年12月31日現在におけるグループの事業、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する連結財務書類との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。

当監査法人は、政令第58/98号第123条の2第4項に指摘されている、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中に記載された、業務報告書及び具体的な情報が、2023年12月31日現在のグループの連結財務書類と一致していること、並びに適用法令に準拠していること、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかについて意見を表明するために、監査基準 (SAイタリア) 720B が求める手続を実施した。

当監査法人の意見では、上記のコーポレート･ガバナンスと株主構成に関する報告書に記載されている、業務報告書及び具体的な情報が、2023年12月31日現在のグループの連結財務書類と一致し、かつ適用法令に準拠して作成されているものと認める。

政令第39/10号第14条2項e) により要求されている上記の記述に関して、監査を通じて得た当該企業及びその環境に対する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人が報告すべきものはない。

政令第254/16号を施行する Consob (イタリア国家証券委員会) 規則第4条に関する声明

エネル･エスピーエーの取締役は、政令第254/16号に従い、連結非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、その連結非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。政令第254/16号第3条10に従い、当監査法人は連結非財務情報が準拠していることを別途確認した。

2024年4月19日 ローマ

KPMG S.p.A.

(原本に署名)

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2023 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 "Use of estimates and management judgement – Revenue from contracts with customers", 2.2 "Material accounting policies – Revenue from contracts with customers", 11.a "Revenue from sales and services" and 34 "Trade receivables"

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: • understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; • assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; • performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; • checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; • comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; • assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;
- obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in this report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the parent's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The parent's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the consolidated financial statements at 31 December 2023 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the consolidated financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the consolidated financial statements at 31 December 2023 have been prepared in XHTML format and have been marked up, in all material respects, in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Due to certain technical limitations, some information included in the notes to the consolidated financial statements when extracted from the XHTML format to an XBRL instance may not be reproduced in an identical manner with respect to the corresponding information presented in the consolidated financial statements in XHTML format.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2023 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the group's consolidated financial statements at 31 December 2023 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2023 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Statement pursuant to article 4 of the Consob regulation implementing Legislative decree no. 254/16

The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of a consolidated non-financial statement pursuant to Legislative decree no. 254/16. We have checked that the directors had approved such consolidated non-financial statement. In accordance with article 3.10 of Legislative decree no. 254/16, we attested the compliance of the consolidated non-financial statement separately.

Rome, 19 April 2024

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ 次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエー取締役会　宛

2024年6月19日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2023年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2024年4月19日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。**

KPMG・エスピーエー

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

19 June 2024

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 19, 2024, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2023 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the material accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Director of Audit

前へ　次へ

(この独立監査人の報告書は、国際的な読者の便宜のためにのみ訳されている。従って、イタリア語原文が優先される)

2010年1月27日付政令第39号第14条及び2014年4月16日付EU規則第537号第10条に準拠した独立監査人の報告書

エネル･エスピーエー の株主各位

個別財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2023年12月31日現在の財政状態計算書、及び同日をもって終了する会計年度の損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ･フロー計算書、並びに会計方針に関する重要な情報を含む注記から構成されている、エネル･エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務書類について監査を行った。

当監査法人は、当該個別財務書類が、EUが採択した国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠し、2023年12月31日現在の会社の財政状態並びに同日をもって終了する会計年度の経営成績及びキャッシュ･フローの状況を、真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を実施した。当該基準に基づく当社の責任は、本監査報告書の「*個別財務書類の監査における監査人の責任*」の項に詳しく記載されている。当監査法人は、イタリアにおいて財務書類の監査に適用される倫理と独立性に関する規則及び基準に従って、会社から独立している。当監査法人は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な検討事項

報告すべき主要な監査事項はない。

個別財務書類における会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、EUが採択した国際財務報告基準及びイタリアの規定で施行される政令第38/05号第9条に準拠して真実かつ公正な表示をした個別財務書類の作成についてその責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示のない財務書類を作成するために必要であると判断する内部統制を、イタリア法が定める条件の範囲内で整備する責任を負う。

取締役は、会社が継続企業として存続する能力を評価し、個別財務書類の作成における継続企業の前提の適切な使用、並びに関連する開示の適切性に責任を負う。取締役は、会社を清算または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段がないと取締役が考える場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法令で規定された条件の範囲内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を負う。

個別財務書類の監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務書類全体が、不正か誤謬かにかかわらず重要な虚偽表示がないことの合理的な保証を得た上で、監査人の意見を含む監査報告書を提出することである。合理的な保証とは、高い水準の保証であるが、重要な虚偽表示が存在する場合、国際会計基準（ISAイタリア）に従って実施された監査で必ずそれを発見できるという保証ではない。虚偽表示は、不正または誤謬から生じる可能性があり、個別または全体として、この個別財務書類に基づいて行われる利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすと合理的に予想される場合には、重要とみなされる。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠した監査の一環として、職業的専門家としての判断を行い、職業的懐疑心を維持して監査を実施する。当監査法人はまた、

- **不正か誤謬かにかかわらず、個別財務書類の重要な虚偽表示のリスクを識別及び評価し、当該リスクに対応した監査手続を立案し、実行する。また、当監査法人の意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手する。不正には、共謀、偽造、故意の不作為、不実表示、又は内部統制の無効化などが関係するため、不正による重要な虚偽表示が発見されない可能性は、誤謬による虚偽表示の場合よりも高い。**
- **会社の内部統制の有効性について意見表明するためではなく、状況に応じた適切な監査手続を立案することを目的として、監査に関連する内部統制を理解する。**
- **経営者が採用した会計方針の適切性、会計上の見積り及び関連する開示の合理性を評価する。**
- **経営者が継続企業を前提として個別財務諸表を作成することが適切であるかどうか、また、入手した監査証拠に基づき、継続企業の前提に重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関して重要な不確実性が認められるかどうか結論付ける。継続企業の前提に関する重要な不確実性が認められる場合は、監査報告書において個別財務書類の関連開示項目に注意を喚起すること、又は重要な不確実性に関する個別財務書類の開示が適切でない場合は、除外事項付意見を表明することが求められている。監査人の結論は、監査報告書日までに入手した監査証拠に基づいているが、将来の事象や状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性がある。開示を含む個別財務書類の全体的な表示、構造及び内容、並びに個別財務書類がその基礎となる取引及び会計事象を公正な表示を実現できる方法で表示しているかどうかを評価する。**

当監査法人は、計画された監査の範囲と時期、監査中に特定した内部統制の重大な欠陥を含む重要な発見事項などについて、ISAイタリアが要求する適切なレベルにあると特定されたガバナンス責任者に報告する。

当監査法人はまた、イタリアで適用される倫理と独立性に関する規則及び基準を遵守している旨の声明書をガバナンス責任者に提出し、また、同責任者に、当監査法人の独立性に影響すると合理的に考えられるすべての関係やその他の事象、及び該当する場合には、当該脅威を排除するために講じた措置又は適用した保護手段について報告する。

EU規則第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日に終了する会計年度に係る個別及び連結財務書類の法定監査に、当監査法人を関与させることを決定した。

当監査法人は、EU規則第537/14号第5条1項に言及された、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、法定監査の実施に際して会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務書類に対する意見が、上記規則の第11条に従って作成され、監査役会としてのCollegio Sindacaleに提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

欧州委員会委任規則(EU)第 2019/815号の規定への適合に関する意見

会社の取締役は、単一の電子報告フォーマット (ESEF) **の仕様についての規制技術基準に関する欧州委員会委任規則** (EU)**第**2019/815**号の規定を、年次財務報告書に収載される**2023**年**12**月**31**日現在の個別財務書類に適用することについてその責任を負う。**

当監査法人は、個別財務書類が欧州委員会委任規則 (EU)**第**2019/815**号に準拠しているかに関する意見を表明するために、監査基準** (SA**イタリア**) 700B **により要求されている手続を実施した。**

当監査法人は、2023**年**12**月**31**日現在の個別財務書類が**XHTML**形式で作成され、欧州委員会委任規則** (EU) **第** 2019/815**号の規定に準拠して表示されているものと認める。**

政令第39/10号第14条2項e) 及び政令第58/98号第123条の2第4項に基づく意見

会社の取締役は、2023**年**12**月**31**日現在における事業、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書を作成し、当該報告書とそれに関連する個別財務書類との整合性及び適用法令の遵守について責任を負う。**

当監査法人は、政令第58/98**号第**123**条の**2**第**4**項に指摘されている、コーポレート･ガバナンス及び株主構成に関する報告書の中に記載された、業務報告書及び具体的な情報が、**2023**年**12**月**31**日現在の会社の個別財務書類と一致していること、並びに適用法令に準拠していること、及び当監査法人が重要な虚偽表示を特定したかどうかについて意見を表明するために、監査基準** (SA**イタリア**) 720B **が求める手続を実施した。**

当監査法人は、上記のコーポレート･ガバナンスと株主構成に関する報告書に記載されている業務報告書及び具体的な情報が、2023**年**12**月**31**日現在の会社の個別財務書類と一致し、かつ適用法令に準拠して作成されているものと認める。**

政令第39/10**号第**14**条**2**項**e) **により要求されている上記の記述に関して、監査を通じて得た当該企業及びその環境に対する当監査法人の知識と理解に基づき、当監査法人が報告すべきものはない。**

2024**年**4**月**19**日　ローマ**

KPMG S.p.A.

(原本に署名)

Davide Utili
監査ディレクター

前へ　次へ

(This independent auditors' report has been translated into English solely for the convenience of international readers. Accordingly, only the original Italian version is authoritative.)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2023, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include material information on the accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2023 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with the International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Key audit matters

There are no key audit matters to report.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

- identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;
- evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;
- conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;
- evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, the measures taken to eliminate those threats or the safeguards applied.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815

The company's directors are responsible for the application of the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815 with regard to regulatory technical standards on the specification of a single electronic reporting format (ESEF) to the separate financial statements at 31 December 2023 to be included in the annual financial report.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 700B in order to express an opinion on the compliance of the separate financial statements with Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

In our opinion, the separate financial statements at 31 December 2023 have been prepared in XHTML format in compliance with the provisions of Commission Delegated Regulation (EU) 2019/815.

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of a reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2023 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the reports on operation and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the company's separate financial statements at 31 December 2023 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the reports on operation and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2023 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 19 April 2024

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Davide Utili
Director of Audit

前へ