

【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】 2026年6月17日

【事業年度】 第82期  
(自 2025年1月1日 至 2025年12月31日)

【会社名】 エンデサ  
(ENDESA, S.A.)

【代表者の役職氏名】 マリア・アランザズ・ロペス・アラッタ(管理統括責任者)  
(María Aránzazu López Arrate, Administration Vice President)

【本店の所在の場所】 スペイン王国 マドリッド市 28042、リベラ・デル・ロイラ 60  
(Calle Ribera del Loira, 60, 28042 Madrid, Spain)

【代理人の氏名又は名称】 弁護士 錦 織 康 高

【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2号大手門タワー  
西村あさひ法律事務所・外国法共同事業

【電話番号】 (03)6250 - 6200

【事務連絡者氏名】 弁護士 高 木 拓 実  
弁護士 金 子 祥 悟  
弁護士 神 田 萌 子

【連絡場所】 東京都千代田区大手町一丁目1番2号大手門タワー  
西村あさひ法律事務所・外国法共同事業

【電話番号】 (03)6250 - 6200

【縦覧に供する場所】 該当なし

## 第一部 【企業情報】

- 注： 1 本書において文脈上他に解釈すべき場合を除き、次の用語は下記の意味を有する。
- |        |                      |                    |
|--------|----------------------|--------------------|
| 「当社」、  | 「エンデサ」または「エンデサ・グループ」 | エンデサS.A.およびその連結子会社 |
| 「スペイン」 |                      | スペイン王国             |
- 2 別段の記載のない限り、本書中の「ユーロ」はスペインの法定通貨を指す。ユーロは1999年1月1日に欧州経済通貨同盟の第3段階の開始にともない導入された単一通貨であり、その日までにユーロは欧州連合の11の加盟国の法定通貨となった。2002年1月1日現在、ユーロはもはや欧州経済通貨同盟に参加している欧州連合の加盟国の各国通貨に再分割されることはない。1999年1月1日以前の年度の表は、もともとは、ユーロによって取って代わられた「スペイン・ペセタ」で計算されていた。かかる表においてユーロにより表記された金額は、1999年1月1日に公式に決定された公式固定換算レートである1ユーロ当たり166.386スペイン・ペセタを基準として計算されている。1999年1月1日以前の一定期間について、かかる換算レートを利用する際には、かかる公式固定換算レートと相違していた可能性のある1999年1月1日以前のスペイン・ペセタの価値を考慮していない。別段の記載のない限り、本書において表示されているユーロから日本円への換算は、株式会社三菱UFJ銀行の公表する2026年4月1日現在の対顧客電信直物相場仲値である1ユーロ = 183.86円に基づいている。別段の記載のない限り、本書中の「米ドル」または「米国ドル」はアメリカ合衆国の法定通貨を指す。別段の記載のない限り、本書において表示されている米ドルから日本円への換算は、株式会社三菱UFJ銀行の公表する2026年4月1日現在の対顧客電信直物相場仲値である1米ドル = 158.87円に基づいている。
- 3 エンデサの事業年度は暦年である。
- 4 本書において表中の数字が四捨五入されている場合、合計は数値の総和と必ずしも一致しない。
- 5 本有価証券報告書は、「予想する」、「計画する」、「予期する」、「確信する」、「べきである」、「しようとする」、「予定である」、「見込み」、「リスク」、「目標」、「ゴール」、「目的」、「予測する」、「将来の」および類似の表記またはその表記の変形のような、1995年私募証券訴訟改革法(Private Securities Litigation Reform Act of 1995)の意義の範囲内で「将来の予測に関する記述」を構成する記述を含む。これらの記述は、本有価証券報告書において散見され、とりわけ当社の事業、財政状況もしくは営業成績に影響を与える動向に関する当社の予定、信念または現在の予想を含む。これらの将来の予測に関する記述は、将来の業績を保証するものではなく、リスクおよび不確実性を含んでいる。実際の業績は、不可抗力である様々な要因の結果、将来の予測に関する記述と著しく乖離する可能性がある。「第3 事業の状況 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 業績等の概要」に基づく情報を含む(ただし、これに限られない。)本有価証券報告書に含まれる付随情報は、かかる乖離を導く可能性のある重要な要因を特定している。これらの将来の予測に関する記述は当該記述日現在に述べられたものであり、本有価証券報告書を読む投資家は、これに過度の信頼を置くべきではない。当社は、当社の事業戦略もしくは予定された資本的支出における変更を含む(ただし、これに限られない。)、当該記述日後に生じた出来事または状況を反映するためにまたは予期せぬ出来事の発生を反映するために当社が行うことが可能なかかる将来の予測に関する記述の改訂結果を公表する義務を負わない。

## 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】

「ソシエダ・アノニマ」(以下「ソシエダ・アノニマ」または「S.A.」という。)は、スペインにおける関連会社に関してもっとも一般的な有限責任株式会社である。「ソシエダ・アノニマ」に関する基本的な規制は2010年7月2日付の「レイ・デ・ソシエダ・デ・キャピタル」である(以下「法人企業法」または「CEA」という。)。CEAおよびその適用を要約すると以下のとおりである。

##### (イ) 設 立

CEAの要求する有限責任株式会社の設立時に全額払込まなければならない最低資本金は60,000ユーロである。少なくとも引き受けられた資本金の25%が設立時に払込まれる必要がある。株主は個人もしくは法人を問わず、また国籍および居住地を問わない。有限責任株式会社の設立過程は2段階に分れており、まず公証人の面前で公正証書を作成し、次に公式商業登記所公報(スペイン語でBoletín Oficial del Registro Mercantilといい、以下スペイン語での頭文字をとって「BORME」という。)に登記する。登記が終了してはじめて、有限責任株式会社は法的主体としての地位を取得する。会社の設立公正証書(有限責任株式会社の定款を含む。)には、発起人が適当と認める合意や誓約を記載することができる。ただし、有限責任株式会社に適用される法律または基本原則に反してはならない。

##### (ロ) 株 式

有限責任株式会社の株式は、券面またはブックエントリーにより表章される。券面による場合、記名式または無記名式の額面株式として発行することができる。ただし、全額払込済となるまでは、記名式でなければならない。スペインの証券市場は、上場会社の株式はブックエントリーにより表章されるべき旨を要求している。株式は会社資本の一部である。会社に対する現実の資産出資を表章しない株式の創設は無効である。当社は、同一の条件を前提とする株主を平等に取り扱わなければならない。

株式はその適法な所有者に対して株主たる地位を付与し、株主には少なくとも以下の権利が保障される。

- (A) 会社の利益分配請求権および会社の清算後の残余財産分配請求権
- (B) 新株引受および転換社債引受に関する優先的申込権
- (C) 株主総会における議決権(かかる権利行使のために、定款上要求される株式数を保有していることを条件とする。)(議決権行使のための株式の持ち寄り認められる。)および会社の決議に異議を申し立てる権利
- (D) 情報開示請求権

(ハ) 株主および最終的に利益を受けるべき所有者の特定

CEAは、(a)中央証券保管機構が会社に提供しなければならない最低限の情報のリストを確立し、株主特定を可能にする情報を中央証券保管機構より得る当社の権利、ならびに(b)最終的に利益を受けるべき所有者である、( )上場会社または指定された第三者、( )少なくとも1%の資本を有する株主組合、および( )個別にまたは共同して少なくとも3%の自己資本を有する株主を特定する権利を設定した。

(二) 株式の譲渡

記名株式の譲渡または担保権設定は、会社の株式名義書換台帳に登録されなければならない。譲渡または担保権設定が行われた場合は、適切に登録されるよう会社に書面でその旨を通知しなければならない。無記名式株式は、単に譲受人に株券を交付することによって譲渡される。ブックエントリーにより表章されない株式の譲渡は、株主ブローカーである「ソシエダ・パロール」もしくは「アヘンシア・パロール」を通じて、またはその参加によるものでない限り、スペインの公証人、スペインの海外領事、スペインの公認株式ブローカーを通じて行わなければならない。これらの者は買主に対して「証明書(ポリサ)」または「公正証書(エスクリトゥーラ・プブリカ)」を発行する。1989年7月29日に発効した法律により、スペインの証券取引所で取引されている会社の株式の譲渡は、ブックエントリー登録所公認のブローカー、ディーラーまたは信用ある事業者であるスペインの証券取引所の会員を通して、または会員立会いの下に実施されなければならない。譲渡は証券取引所の非会員間で行うこともできるが、その場合は当該市場の会員により記録されなければならない。

(ホ) 自己株式および子会社を通じた自己株式の取得制限

CEAは、以下の条件が満たされた場合において、流通市場における会社およびその子会社による当該会社の株式の購入を認めている。かかる株式の購入に関しては会社の株主総会による授権が必要であり、また子会社によるかかる株式の購入に関しては子会社の株主総会による授権も必要である。このようにして購入された当該会社の株式は会社に保有されている間は、一切の経済的権利または議決権を有さず、また子会社に保有されている間は一切の議決権を有さない。購入者は購入した株式の購入価格と同額の準備金を設定しなければならない。また、子会社が取得者である場合は、親会社も準備金を設定しなければならない。会社およびその子会社に保有される株式の総数は会社の総資本の10%を超えてはならない。

(ヘ) 配 当

株主総会は、承認された貸借対照表に則して、事業年度に得られた利益処分に関する決議を行う。無議決権株式に関する限り、最低年次配当金を定款に定めることができる。配当可能利益がない場合および配当可能利益が十分でない場合に、最低年次配当金および通常配当金は累積される。

(ト) 新株引受権

株主は、転換社債の転換または合併により発行される新株発行の場合を除いて、法律の運用上当然に優先的な按分比例の新株引受権を有する。年次株主総会の承認を得て、会社は、特定の増資につき、全部または一部の株引受権を排除することができる。

転換社債の所持人は、新株引受権およびその後に発行される転換社債についての優先的引受権を有する。ただし、転換社債の転換または合併もしくは会社分割に伴い発行される株式の場合、または会社の株主が当該権利を変更することが当該会社の最善の利益になると決定した場合はこの限りでない。さらに、株式の所持人も転換社債についての優先的引受権を有する。

(チ) 残余財産分配請求権

会社清算の際、株主は会社の負債および税金ならびに清算費用を支払った後に残存する財産を按分比例して受け取る権利を有する。

(リ) 株主総会

会社の年次株主総会(以下「年次株主総会」という。)は、会計年度終了後6か月以内の取締役会の定める日に開催されなければならない。臨時総会は取締役会が適当と判断した場合または払込資本の5%以上を有する株主が要求した場合に招集される。第1回目の招集における株主総会の定足数は、議決権付株式資本の25%以上を代表する株主または代理人の出席である。第2回目は定足数を要求されていない。ただし、社債の発行、増資もしくは減資、定款の変更、組織変更、合併または解散を決議する株主総会については、第1回目の招集における株主総会の定足数は、議決権付株式資本の50%以上を代表する株主または代理人による出席である。第2回目の招集におけるかかる株主総会の定足数は、議決権付株式資本の25%以上を代表する株主または代理人による出席である。ただし、出席した株主または代理人の持分が議決権付株式資本の50%未満である場合は、上記事項に関する決議は出席した株主の議決権の3分の2により承認されることを要する。年次株主総会は、BORME、会社のウェブサイトおよびスペイン国家証券市場委員会(スペイン語で Comisión Nacional del Mercado de Valoresといい、以下スペイン語での頭文字をとって「CNMV」という。)のウェブサイトの法的通知で招集されなければならない。法的通知には、第1回目の招集の総会期日およびすべての決議事項を明記するものとする。株式資本の3%以上を有する株主は、1つまたは複数の議題項目を含む、株主総会の招集の補遺の公表を要求することができる。かかる権利の行使は、公式な総会通知の公表後5日以内に登記所で受領する必要がある、公証可能な通知によって実行されなければならない。公式な総会通知の補遺は、総会期日の15日以上前に公表されるものとする。法によって規定された期限内に公式な総会通知の追補の公表を欠く場合、当該総会の取消事由となるものとする。定款によって情報システム手段による総会への出席の可能性が規定されている場合(対象者の同一性を適法に保証する場合に限る。)、公式な総会通知には、総会の秩序立った進行を可能とするために、取締役によって検討された、株主の権利の期限、形式および行使方法を記載するものとする。準拠法および定款で認められているように、取締役会は株主総会の遠隔開催を決定することができるだけでなく、株主および代理人が直接出席することなく完全な遠隔状態で株主総会を開催することができる。

特に、本法に従って、情報システム手段によって出席を予定している者による策定を意図された介入および議案は、総会招集時に先立って当社に送付されるよう、取締役によって決定されるものとする。総会中の開示請求権を行使する株主への対応は、総会后7日間、書面によって行われる。

本段落に記載される比率は、CEAに規定されているが、定款により増減することができる(例えば、定足数または多数を増加させ、株主総会招集に要求される比率を減少させることができる。)

各株式はその所有者に1つの議決権を与える。ただし、CEAは、会社が定款により株主総会に出席する権利を有する株式の数を決定することを認めている。CEAでは、定款に1人の株主が行使しうる議決権の最大数を定めることが認められている。株主総会に出席し、議決権を行使するためには、少なくとも当該株主総会が開催される日の5日前までに株式の所有者として登録されていることが必要である。

いかなる株式の議決権も代理行使できる。会社の定款に別段の定めがない限り、株主総会に出席する権利を有する株主は、代理人として他人(株主である必要はない。)を任命することができる。委任は書面によらなければならないが、1回の株主総会についてのみ有効である。

株主総会の決議は、一般的に、行使された議決権の単純多数決で可決される。一般的に、株主総会で可決された決議はすべての株主を拘束する。

#### (又) 情報開示請求権および株主総会決議に対する異議

##### 情報開示請求権

株主は、株主総会の前に書面で、または総会において口頭で、議題に関して必要であると考えられる情報または説明を要求することができる。取締役は、かかる情報または説明を提供しなければならない。ただし、要求された情報の開示が会社の利益を損なうと取締役会が判断する場合はこの限りではない。かかる例外は、当該要求を払込資本の4分の1以上を代表する株主が支持する場合には適用されない。

##### 株主総会決議に対する異議

###### 異議対象の決定

1. 法律に反し、または、定款もしくは規則と対立し、または、株主もしくは第三者の利益のための公益を害する社会合意に対して異議を唱えることができる。

合意が、多数派により不適當に強要された場合には、企業資本に損害を与えないとしても、社会利益の損害は発生する。合意が、社会の合理的な必要性に応えず、多数派の利益および他のパートナーへの不当な損害のために締結される場合には、その締結は不正に強要されたと理解される。

2. 社会合意は、異議請求が提出される前に、正当に締結された他の合意により無効にされ、または代えられた場合、異議は唱えられない。訴訟提起の後に撤回または交換が生じた場合、法廷は、係属対象事件の喪失による法的手続の終了命令を下すものとする。

本項の規定は、合意が効力のある間引き起こしたであろう効果の抹消または損害の回復を促すことになる異議の権利を侵害しないものとする。

3. 以下の理由に基づく合意は異議を唱えられないものとする。

- a) 法令、定款または株主総会や取締役会の規則により設定された純粋な手続要件の違反、または組織の構成もしくは合意締結のための招集(形式的違反および招集期間以前における違反の場合を除く。)、機関の構成もしくは合意の締結に必要な過半数について規定する重要な規則の違反、ならびに、関連する性質を有するその他の規定の違反。
- b) 総会前の情報アクセス権行使に対して、会社より提供された不正確または不十分な情報。ただし、内容不正確な情報または提供されなかった情報が、株主または標準パートナーによる、議決権または参加におけるその他の権利の公正な行使のために必須だった場合を除く。
- c) 権利の与えられていない者の総会の参加。ただし、かかる参加が機関の構成において決定的なものであったであろう場合を除く。
- d) 無効票またはコンピューターエラーが、要求される多数派の充足において決定的でない場合の、1ないし若干数の投票の無効または投票の誤計算。

訴訟が提起されたら、本セクションに規定されている異議についての本質的性質の問題またはその異議の理由の決定的要因は、宣言の前の付随的な質問とみなされる。

#### (ル) 取締役

取締役会(スペイン語でコンセホ・デ・アドミニストラシオン)は、通常は会社の主たる経営機関である。取締役会は、1つの機関として経営機能のすべてを遂行することは不可能であることから、運営を円滑に進めるため、取締役会の権限の一部を取締役会代表または経営委員会に委任することが法律で認められており、一般の慣行となっている。権限の委任については、取締役の3分の2の同意を要し、商業登記簿に登記されなければならない。ただし、会計帳簿の作成および株主総会に対する貸借対照表の提出等の一定の権限は委任することができない。

取締役は株主総会で選任される。少数株主のために、取締役会における比例代表が法律上認められている。この場合、取締役会の構成員1名を選任するために要する株式資本は、株式資本総数を取締役会の構成員数で除して決定される。取締役は、善良な管理者および忠実な代理人の注意義務をもってその職務を遂行し、悪意、権限濫用または重過失によって損害が生じた場合は、その行為について会社、株主および会社債権者に対して責任を負う。ただし、損害を発生させることとなった決議に賛成票を投じなかった取締役は、かかる責任を免れる。

取締役会は、法律または定款によって株主総会に直接付与されていないすべての経営権を委任されている。法律により取締役会には特に次の職務が与えられている。

- ・ 株主が現物出資した目的物の評価額を検討すること
- ・ すべての株式が払込済となるよう確保すること
- ・ 株式の公募発行による増資計画を立案すること
- ・ 株主総会を招集すること
- ・ 株主に情報を提供すること
- ・ 毎事業年度に関する会計帳簿、貸借対照表および年次報告書を作成すること
- ・ 一定の決議を商業登記簿に登録すること

取締役会は、すべての通常の業務執行において共同で会社を代表し、契約を締結することができる。法律で定められた職務のほか、定款でその他の職務を定めることができる。

取締役会の決議は、取締役の絶対多数決をもって行われる。取締役会は、取締役会会長またはその代行権限を有する者によって招集される。取締役会成立のための定足数は、取締役またはその代理人の過半数である。取締役会の定足数および多数は定款により増加することができる。会長および書記双方の署名が付された議事録が保管されなければならない。

必要に応じて、後述「(2) 提出会社の定款等に規定する制度 (又) 報告義務」を参照のこと。

#### (フ) 取締役会決定に対する異議

取締役は、取締役会またはその他いかなる管理合議体の決定に対して、決定後30日以内に異議を唱えることができる。また、取締役は株式資本の1%以上を有する株主に対し、そのことを知ってから30日以内に、かつ採択から1年を経過する前であることを条件として、当該合意について検討させることができる。

異議の原因、過程および効果は、株主総会の決定に対する異議の規定により、取締役会規則の違反も内包する特殊性を持ちつつ、処理される。

#### (ワ) 監査

法人企業法第263条および第264条に従い、簡易化された貸借対照表を提出できない会社の財務書類および経営報告は、株主総会で選任された監査役(その任期は、公益法人として認可された会社に関連した契約の延長および継続の可能性に関する監査活動を制限する法律の規定のもとに、最初の監査が実行される日から計算して3年以上9年以内)によって監査されなければならない。

#### (カ) 計算

会社の営業活動は、1年を超えない営業年度に区切って行わなければならない。慣行では、かかる営業年度は1年であり、定款に別段の定めがない限り、毎暦年の12月31日に終了するものとされる。

取締役会は、各営業年度終了後3か月以内に年次財務書類、経営報告書(該当する場合には、非財務書類を含めなければならない。)、利益処分案または損失処理案ならびに(もしあれば)連結財務書類および連結経営報告書を作成しなければならない。年次財務書類は、貸借対照表、損益計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書および個別注記表で構成される。株主資本等変動計算書は、認識された収益および支出表ならびに株主資本における総変動計算書を含むものとする。キャッシュ・フロー計算書は、現金および他の同等の流動資産に当たる金融資産の発生および利用を含むものとする。

これらの書類は一体とみなされ、会社の財政状態を明確かつ正確に表示するよう記載されなければならない。年次財務書類および利益処分案は、株主総会に提出して承認を受けなければならない。

年次財務書類、利益処分案、経営報告書および監査報告書は、会社の住所地の商業登記所に預託される。一般公衆は、これを自由に閲覧することができる。登記所は、預託のために提出されたこれらの書類が完全であるか否か、株主総会で承認されているか否か、また適式に署名されているか否かを確認したうえで受理する。

監査の対象となる財務書類ならびに当該監査の範囲および内容(いかなる事情があっても、監査に関する規則に定めるものを下回ってはならない。)は、政府の制定する規則によって定められている。上場会社について、CNMVは、監査が所定の要件を満たしているか否かを確認し、満たしていると確認した場合は、当該監査を関係公式登録簿に登録する。監査が所定の要件を満たしていない場合は、CNMVが、それらの要件を遵守するよう要求する。

## (2) 【提出会社の定款等に規定する制度】

エンデサの会社制度は、法人企業法の規程に加えて、定款(スペイン語でEstatutosという。)によっても規定されている。

環境、持続可能性および良好なコーポレート・ガバナンスならびに効率的な会社経営の促進に関する最良の慣行へのエンデサ取締役会の継続中のコミットメントに応じて、2022年2月、取締役会規則の改正が、気候変動に関連する取締役会の機能ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会の資格について記載するため、取締役会による承認に関して提出された。

### (イ) 株式資本

2025年12月31日におけるエンデサの株式資本は、額面1.20ユーロの株式1,058,752,117株により構成されていた。

2026年6月17日におけるエンデサの株式資本は、額面1.20ユーロの株式1,041,744,551株により構成されている。

### (ロ) 概 論

2025年12月31日におけるエンデサの株式資本は1,270,502,540.40ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,058,752,117株に分割された。

2026年6月17日におけるエンデサの株式資本は1,250,093,461.20ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,041,744,551株に分割された。

普通株式はすべて全額払込済みであり、追加払込義務はない。スペインの非居住者は、後記の「2 外国為替管理制度 外国投資規制および為替管理規制」に従って、普通株式を保有し議決権を行使することができる。

当社は、マドリッド(スペイン)の商業登記所に登録されている。マドリッドの商業登記所における当社の登録番号は、第323巻、第1「フォリオ」、6,405頁である。当社の事業目的は、定款第2条に規定されているように、以下のとおりである。

- a) 異なる産業および商業分野を含む電力事業
- b) 一次エネルギーの全種類の開発
- c) 産業サービスならびに、特に電気通信、水およびガスサービスの供給(当社の目的に含まれる事業分野のこれらの予備的または補完的なサービスを含む。)
- d) 他の会社の株主から成る事業グループの経営

#### (八) 取締役

取締役会の全構成員は4年の任期ごとに、年次株主総会で当社の株主により選任される。最初の4年の任期後、取締役は同任期で再任されることができる。

取締役は以下に分類される：

##### a) 常務取締役

常務取締役とは、当社といかなる法的関係があるかにかかわらず、当社またはグループ会社において経営機能を遂行するすべての者を指す。

##### b) 株主指名外部取締役

法律上大株主と見なされる数量を超えるか、もしくはそれと等しい持株数を有する取締役、持株数はかかる量に届かないが、株主としての地位により指名された取締役または前述の基準を満たす株主を代理する、すべての取締役。

##### c) 外部独立取締役

独立外部取締役とは、個性および専門的資質をもとに指名され、当社、当グループ、および当社の大株主または役員との関係にかかわらず職務を遂行することができる取締役を指す。

##### d) その他の外部取締役

常務取締役ではなく、株主に指名された取締役または独立取締役とみなされる要件を満たさないすべての取締役。

#### (二) 利益分配請求権および残余財産分配請求権

法律または定款によって設けられた要件が満たされた時点で、会計上の純資産が株主資本より少なくない、または分配の結果としてそのようにならない場合、配当は事業年度の収入または自由に利用可能な準備金によってのみ株主に分配される。過去の事業年度からの損失(かかる純資産が株主資本の量を下回る原因となる。)があった場合、利益はこれらの損失と相殺される。

株主総会は配当の分配を宣言する決議の中で支払の時期と形式を決定する。株主総会で別段の決定がなされない限り、配当は決議の日以降当社の登録された事務所で支払われる。

エンデサの清算に際して、株主は当社の清算時の持分の分配に対する権利を有する。

#### (ホ) 法定準備金

CEAに従い、エンデサは、その額が少なくともエンデサの株式資本の20%に達するまで、各事業年度の利益の10%を法定準備金に割り当てなければならない。法定準備金は、欠損を補填するのに十分な他の利用可能な準備金がない場合に、欠損填補目的にのみ使われるものである。エンデサの法定準備金は現在、かかる20%の基準を満たしている。

#### (ハ) 株主総会

当社の年次株主総会は、各事業年度はじめの6か月以内の当社の取締役会が定める日に開催されなければならない。臨時株主総会は、当社の取締役会が適当と判断した場合、または発行済株式総数の3%の株主が要求した場合に随時招集される。年次株主総会は、BORME公報、会社のウェブサイトおよびCNMVのウェブサイトにおける、総会の開催予定日の少なくとも1か月前までの法的通知によって、取締役会によって招集されるものとする。

(ト) 株主総会への出席および議決

少なくとも100株を所有する株主は、株主総会に直接出席することができる。ただし、当該株式は、株主総会が開催される日の5日前までにブックエントリーの対応する会計帳簿に登録されるものとする。

少数の株式を所有する株主は遠隔で議決権を行使することができ、もしくは、いかなる株主に対しても、出席権および一定の株式数を得るために同一状況のその他の株主とグループをつくる権利(グループ内の株主は特定の株主の代理人であることをグループ内で共有する。)とともに議決権の代理行使権を委任することができる。

準拠法で認められているように、取締役会は、株主および代理人が直接出席することなく完全な遠隔の株主総会の開催を決定することができる。遠隔のみの株主総会は、いかなる場合でも、株主および株主の代理人の身元ならびに地位が適切に保証されていなければならない。また、すべての出席者が法律によって要請された長距離通信手段を用いて有効に参加可能でなければならない。

出席カードは、会計記録を処理する機関によって発行され、株主総会における委任状を獲得するための書類として株主に使用される。前述の事項は、関連ある責任者または構成員たる各法人によって登録された会計の記録に従い発行された事実証明書にかかわらず解釈される。

取締役会の構成員は、総会に出席しなければならない。

会長は、適切とみなした者の出席を許可することができる。ただし、総会は、かかる許可を取り消すことができる。

株主は、定款第8条に規定される無議決権株式を除き、所有または代理する株1つにつき1票の権利を持つ。

出席権および議決権のある株主は、株主総会規則の定めならびに取締役会が規定したかかる規則を補足および施行する規範に従い、議題に関する提案について郵送または電磁的通信手段により、議決権を行使することができる。

上記の定めは、株主の電磁的通信その他遠隔通信手段によってなされた、株主総会に関する代理権の付与についても適用する。

株主が直接または遠隔で株主総会に出席した場合、郵送または電磁的方法による議決権の行使は、無効とする。さらに、株主またはその代理人が直接または遠隔で株主総会に出席した場合、電磁的通信その他株主総会規則で予定する遠隔通信手段を通じて付与された代理権による代理は、無効とする。

(チ) 登録および譲渡

当社の普通株式は、ブックエントリー方式による。普通株式は分割することができない。普通株式の共同所有者は、株主の権利を行使すべき者を1名指名しなければならないが、共同でまたは個別に、彼らの株主としての地位に関するすべての義務について、エンデサに対して責任を負わなければならない。

スペイン証券取引所の決済・受領システムを管理するイベルクレアル(Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A., Sociedad Unipersonal)は、その構成員たる各法人が保有する普通株式数および利益を受けるべき所有者に代わって保有している株式数を示す登録簿を管理している。構成員たる各法人はまた、かかる株式の所有者の登録簿を管理している。

スペイン証券取引所で取引されている普通株式の譲渡は、ブックエントリー登録所公認のブローカーまたはディーラーであるスペイン証券取引所の会員(スペイン語でソシエダ・パロールまたはアヘンシア・パロール)を通して、または会員立会いの下に実施されなければならない。

(リ) 特定の取引および決議の政府への届出義務

法2013年第3号により、電力セクターへの一定の直接投資を可能とする以前存在した体制が修正され、取引を産業、商務および観光省へ15日以内に連絡する手続が制定された。

特に、新たなスキームに基づき、産業、商務および観光省は以下の取引を通知される。

・ 以下の会社へのまたは以下の会社による投資

(i) ガスおよび電力セクター双方で規制されると考えられる活動に着手し、電力市場で運営する、本土外電力システムの活動に着手し、または、石油精製、パイプライン輸送および石油製品の貯蔵などの、ガスシステムまたは炭化水素セクターの活動の技術的管理に関与する会社。および、

(ii) 重要なインフラの一部と考えられる規制または戦略的資産(原子力発電所、一般炭、特に関連する国内石炭、石油精製所、パイプラインおよび石油製品の貯蔵)の所有者である会社。

・ 上記の(ii)項に列挙された資産の取得

エネルギー担当大臣(エネルギー担当大臣が役職を担うまでは、一時的にスペイン国市場および競争委員会(スペイン語でComisión Nacional de los Mercados y la Competenciaといい、以下スペイン語での頭文字をとって「CNMC」という。))は以下に列挙される各取引に関して通知をうけるものとする。

・ 上記(i)に列挙された活動に従事する会社による、その他のいかなる会社または資産(その価値または状況に基づいて、活動の展開に、関連する影響または重大な影響を及ぼす可能性があるもの。)への直接または間接投資。同省が、供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると見なす場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。

・ 直接または間接に上記(i)項および(ii)項で言及された活動を実施し、または、資産を所有する会社の管理に、重大な影響を及ぼす投資。購入者が欧州連合または欧州経済領域の構成員ではなく、産業、商務および観光省が、エネルギー供給の安全性に真性かつ深刻な脅威があると考えられる場合、特定の条件および義務を制定する可能性がある。

・ 単体または全体として、所有権についての重大な変更を招く可能性がある修正。

独立運営者を含む、電力またはガス輸送ネットワークの管理者が関連する取引について、改正された炭化水素セクターの1998年10月7日付電気法1998年第34号も適用されるものとする。

(ヌ) 報告義務

エンデサの普通株式はスペイン証券取引所に上場されているため、エンデサの普通株式の取得または譲渡に関する契約については、7営業日以内にエンデサ、CNMV、関連するスペイン証券取引所に報告がなされなければならない。また当該取引を行った者または団体がスペインの居住者ではない場合で以下の各場合にあたるときは、スペイン外国投資登録所に報告がなされなければならない。

- ・ 取得については、取得の結果としてかかる者または団体が(x)当社の議決権合計の3%以上の境界を所有することとなった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y)取得者もしくはかかる取得者を代理して行為する者がタックス・ハイヴンの居住者であるときはエンデサの株式資本の1%(もしくはその連続的倍数)を所有することとなった場合に生じる。
- ・ 譲渡については、譲渡によりかかる者または団体の所有が(x)当社の議決権合計の3%未満となった場合。通知義務も、5%の境界ならびにその倍数(55%、65%、85%、95%および100%を除く)、または(y)かかる者もしくはかかる者を代理して行為する者または団体がタックス・ハイヴンの居住者であるときは1%(もしくはその連続的な倍数)を所有することとなった場合に生じる。

当社の取締役会の構成員は、エンデサ、CNMV、ならびに関連する証券取引所に取締役会の構成員になる時点において保有している株式およびストック・オプションの比率または数量を報告しなければならない。エンデサの役員は、エンデサの普通株式またはオプションの取得を、かかる取引が報酬制度の一環として行われるものである場合には、CNMVに報告しなければならない。

さらに、エンデサの取締役会の構成員または指令の執行委員会のあらゆる構成員は同様に、その規模にかかわらず普通株式またはストック・オプションの取得もしくは譲渡を報告しなければならない。

(ル) 配当金にかかる源泉徴収税

課税上スペインの非居住者とされスペインにおいて恒久的施設を通して営業を行っていない普通株式の所有者に対してエンデサが支払う配当金は、19%の税率でスペインの源泉徴収税に服する。但し、適用ある租税条約により軽減されることがある。「3 課税上の取扱い スペインにおける課税 配当課税」を参照のこと。

(ヲ) 新株引受権

法人企業法によれば、株主および転換社債の所有者は、普通株式を含むエンデサが発行する新株および転換社債を引き受ける権利を有する。これらの新株引受権は、法人企業法第308条に従って株主総会決議によって無効とされた特別な状況の下では付与されない。さらに、これらの新株引受権は、いずれにしても転換社債発行の要件を満たすための増資または普通株式が対価として発行される合併の場合は付与されない。これらの新株引受権は、譲渡可能で、スペイン証券取引所の自動相場システムにおいて取引され、新規の普通株式がその時点の市場価格より低い引受価格で募集されるため、既存の株主にとって価値のあるものである。

## 2 【外国為替管理制度】

### 外国投資規制および為替管理規制

現在のスペインの規制の下では、外国投資家は、適用されている税額を除いて金額の制限なしに投下資本、キャピタル・ゲインおよび配当をスペイン国外へ移転することができる。スペインの証券取引所および有価証券市場は外国投資家にかかっているが、タックス・ヘイヴンの居住者である法人によるスペインの会社の株式資本の50%以上の対外投資は、産業、商務および観光省から実行前の決済を要求されている。外国法人および個人による他の株式の買取については、かかる買取の通知をスペイン当局に行うことが要求されているだけである。

## 3 【課税上の取扱い】

### スペインにおける課税

以下の議論は、普通株式の買収、取得および譲渡に関し、以下に述べる日本の居住者に影響する主なスペインの税金を示すものである。この議論はスペインにおける税法およびその下にある規則に基づくものであり、遡及的に変更を受ける可能性がある。

#### 配当課税

スペイン法においては、課税上スペインの非居住者とされ、かつスペインにおける恒久的施設を通じた事業を行っていない普通株式の所持人に対してスペインの居住者たる会社から支払われる配当は、現在、19%の税率で配当金総額に対する源泉徴収がなされる。この税率は、スペインとの二重課税の回避のための条約が締結された国に居住する所持人のために削減される可能性がある。スペインと日本との間で条約が適用された場合、源泉徴収税率は15%となる。削減された15%の税率の恩恵を受けるためには、(1)スペインと日本との間の租税条約を踏まえた日本の税務当局からの居住証明書および(2)ブローカーからの、配当支払日において、株式の収益を享受しうる所有者であることを表す証明書を提供しなければならない。2000年4月13日付の指令に従い、条約で削減された15%の税率の直接適用を受けるためには、上記の証明書を、当社の預託機関に、普通株式の配当金支払が可能となった月末から10日以前に提供しなければならない。そうでなければ、後ほど、スペイン税務当局からの条約で規定された税率15%を超過して、4%の源泉徴収の還付を得ることができる。さらに、譲受人が、配当税を支払う当社の議決権の少なくとも25%を直接保有する法人である場合、税率は10%となる。ただし、利益配当が行われる際にベースとなる事業年度の終了時より6ヶ月前から、当該議決権を保有していなければならない。

2018年10月16日にマドリッドで署名された、「所得に対する租税に関する二重課税の除去並びに脱税及び租税回避の防止のためのスペイン王国と日本国との間の条約」およびその国内手続が、2021年5月1日以降に適用される。当該条約は上記の税率を5%と設定している。譲受人が、配当を支払う当社の議決権を直接または間接的に10%以上有する(配当受領権が決定される基準日から12ヶ月間)法人である場合に、配当課税は免除される(計算期間における、配当の受益所有者であるまたは配当を支払う当社の企業再編(合併やスピンオフ等)を直接的な要因とする所有者の変更は考慮に入れられない。 )。

## キャピタル・ゲイン課税

スペインの税金対策として、エンデサの普通株式の売却により得られる収益は、キャピタル・ゲインとして扱われる。スペインの所得税は、二重課税を回避するための適用ある条約による恩典を受けないスペインの非居住者によって得られるキャピタル・ゲインに対して現在、19%の税率で徴収される。

上記にかかわらず、二重課税を回避するための「情報交換」条項を含むスペインとの条約の締結国の居住者が、公式のスペインの流通市場における株式の譲渡により得たキャピタル・ゲインは、スペインにおける課税が免除される。条約の下では、普通株式を譲渡して実現したキャピタル・ゲインに対し、スペインにおいては課税されない。スペインの関係税務当局にスペインの納税申告書第210号とともに日本の居住証明書を提出することにより自らがこの免除を受ける資格がある旨を証明する必要がある。

## スペインの相続税および贈与税

相続および贈与による普通株式の譲渡は、譲受人が課税上スペインの居住者である場合、または譲受人の居住地にかかわらず、死亡もしくは贈与の時点で普通株式がスペイン国内に所在しまたはスペイン国内で行使できる場合は、スペインの相続・贈与税(スペイン法1987年第29号)が課される。この点について、スペインの税務当局がスペインの会社の株式は課税上スペイン国内にあると決定する可能性がある。適用される税率は、譲受人の居住地である地域による。

スペイン非居住者である法人に対してなされた贈与は、一般に、キャピタル・ゲインとして普通株式の公正市場価格に対して19%の税率で課税されるスペインの非居住者所得税の対象となる。贈与を受けた者が日本法人であれば、上記「キャピタル・ゲイン課税」において述べた条約において有効な課税免除の規定が一般的に適用される。

## スペインの譲渡税

普通株式の譲渡は譲渡税および付加価値税を免除される。さらに、かかる譲渡に対して印紙税は課されない。

## 4 【法律意見】

エンデサのジェネラル・カウンセルであるフランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ氏より、下記の趣旨の2026年6月17日付の法律意見書が提出されている。

- (イ) エンデサは、スペイン王国法の下で適法に設立され、スペインの有限責任株式会社(「ソシエダ・アノニマ」)として有効に存続する会社であって、その財産を所有および運用し、本書に記載されている事業を営む完全な権限および能力を有する。
  - (ロ) エンデサによるエンデサのための関東財務局長に対する有価証券報告書の提出は、エンデサにより適法に授権されており、かつ、スペイン王国法上適法である。
  - (ハ) 本書中のスペイン王国法に関するすべての事項は、真実かつ正確である。
- 上記意見は、スペイン王国法に関する限りにおいて表明されたものである。

## 第2 【企業の概況】

### 1 【主要な経営指標等の推移】

2026年2月20日に開催された取締役会においてその親会社の取締役によって承認された2025年12月31日に終了した年度のエンデサの連結財務書類は、エンデサに適用される財務報告規制枠組に関する7月19日付の欧州議会および欧州委員会の規制(EC)2002年第1606号等に従い、国際財務報告基準(以下「IFRS」という。)および報告日時点で欧州連合が採用するIFRS解釈指針委員会(以下「IFRIC」という。)の解釈に基づいて作成された。これは、承認を受けるために株主総会に提出され、修正なく承認された。

当該連結財務書類は、2025年12月31日に終了した年度に関して、2025年12月31日時点のエンデサの資本および財務状態、ならびに連結包括利益、連結営業成績、連結資本の変動および連結キャッシュ・フローの変動を記載する。

連結財務書類は、2024年12月31日に終了した年度に関する連結財務書類に適用されるものと同じの会計方針、提示基準および評価規則に従って作成された。ただし、エンデサが2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類で初めて適用した欧州連合官報(OJEU)で発表された新しい国際財務報告基準(IFRS)およびIFRS解釈指針委員会(IFRIC)の解釈を除く(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記4を参照のこと。)。また、原価法を適用することで運営会社原則にも従っていたが、各項目に関して評価基準で示されるように、国際財務報告基準(IFRS)に基づき、公正価格で記録される項目を除く。連結損益計算書の項目は、費用の種類によって分類される。

2024年および2025年12月31日に終了した年度のエンデサの連結財務書類は、当社およびエンデサを構成する他の会社の会計帳簿から作成された。

各子会社は、各子会社の事業を行っている国で一般的な会計原則および会計基準にしたがい、各子会社の財務書類を作成している。必要に応じて、連結の過程で、子会社の会計原則および会計基準をIFRSおよびIFRICの解釈に沿ったものとするため、子会社の財務書類に調整および組替が行われている。

2005年1月1日より、当社は会計基準をIFRSへ移行した。

上記期間におけるエンデサ・グループの要約連結財務データは以下の表に示すとおりである。

12月31日に終了した事業年度

	2021年		2022年		2023年		2024年		2025年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRS		IFRS	
連結損益計算書データ	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	20,899	3,842,490	32,896	6,048,259	25,459	4,680,892	21,307	3,917,505	21,424	3,939,017
営業総利益	4,278	786,553	5,565	1,023,181	3,777	694,439	5,293	973,171	5,756	1,058,298
税引前利益	1,924	353,747	3,487	641,120	1,065	195,811	2,589	476,014	2,915	535,952
継続事業の 年度税引後利益	1,457	267,884	2,596	477,301	762	140,101	1,893	348,047	2,234	410,743
非継続事業の 年度税引後利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
親会社の年度利益	1,435	263,839	2,541	467,188	742	136,424	1,888	347,128	2,198	404,124
株主へ分配された 配当金	1,522	279,835	1,679	308,701	1,059	194,708	1,395	256,485	1,645	302,450
発行済普通株式数の 加重平均(千株)	1,058,650		1,058,567		1,058,472		1,058,459		1,048,256	

12月31日時点

	2021年		2022年		2023年		2024年		2025年	
	IFRS		IFRS		IFRS		IFRSs		IFRS	
連結貸借対照表データ	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
有形固定資産	22,097	4,062,754	22,338	4,107,065	22,839	4,199,179	22,940	4,217,748	23,832	4,381,752
総資産	39,968	7,348,516	50,067	9,205,319	41,283	7,590,292	37,345	6,866,252	37,482	6,891,441
非流動有利子ローン および借入金	7,211	1,325,814	11,704	2,151,897	9,636	1,771,675	9,881	1,816,721	9,422	1,732,329
非支配持分合計	164	30,153	201	36,956	187	34,382	943	173,380	1,089	200,224
親会社持分	5,380	989,167	5,557	1,021,710	7,017	1,290,146	8,110	1,491,105	8,522	1,566,855

2021年12月31日時点で、エンデサは、市場慣行に即して情報を提供するため、連結財務書類の提示を調整した。

さらに、IAS第12号「所得税:単一取引から生じる資産および負債に関連する繰延税金」の改正が2023年1月1日に施行されたことに伴い、エンデサは、2022年1月1日時点で、使用权資産および関連するリース債務の当初認識時に発生した一時差異に係る「繰延税金資産」および「繰延税金負債」について、それぞれ129百万ユーロおよび131百万ユーロ(2023年1月1日には、それぞれ107百万ユーロおよび110百万ユーロ)を計上している。累積的影響額は「資本」に認識されたマイナス2百万ユーロであった。この修正が2022年度の連結損益計算書に与えた影響は、1百万ユーロ未満のマイナスであった。

したがって、比較数値は、2022年度有価証券報告書に記載された2022年12月31日現在の公表数値と一致しない可能性がある。

エンデサの取締役は、これらの変更が市場慣行に合致した情報を提供すると考えている。

表示された期間におけるENDESA, S.A.の要約非連結財務データは、以下の表に示すとおりである。

2021年、2022年、2023年、2024年および2025年度の財務データは、2007年7月4日の法律2007年第16号に基づいて以下に示されており、当該法律は欧州連合規制および2007年11月16日付国王布告2007年第1514号ならびに2010年9月17日付国王布告2010年第1159号、2016年12月2日付国王布告2016年第602号および2021年1月12日付国王布告2021年第1号によって定められた当該布告の改正によって承認されたスペイン国家勘定科目表に基づき、現在のスペインの会社・会計法制の国際的調和を目指して改正・適応するものである。

スペインGAAP

12月31日に終了した事業年度

損益計算書データ	2021年		2022年		2023年		2024年		2025年	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	1,003	184,412	991	182,205	1,471	270,458	2,115	388,864	2,292	421,407
営業総利益	652	119,877	812	149,294	895	164,555	1,818	334,257	2,036	374,339
税引前利益	521	95,791	708	130,173	471	86,598	1,364	250,785	1,595	293,257
純利益	581	106,823	697	128,150	580	106,639	1,427	262,368	1,666	306,311
株主へ分配された配当金	1,522	279,835	1,679	308,701	1,059	194,708	1,395	256,485	1,645	302,450
発行済普通株式数の加重平均(千株)	1,058,650		1,058,567		1,058,472		1,058,459		1,048,256	

スペインGAAP

12月31日時点

貸借対照表データ	2021年		2022年		2023年		2024年		2025年	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
有形固定資産	2	368	2	368	1	184	1	184	-	-
総資産	19,823	3,644,657	24,328	4,472,946	19,998	3,676,832	20,211	3,715,994	20,187	3,711,582
非流動有利子ローンおよび借入金	8,073	1,484,302	10,954	2,014,002	9,347	1,718,539	12,458	2,290,528	12,447	2,288,505
持分	7,644	1,405,426	7,366	1,354,313	5,748	1,056,827	6,121	1,125,407	5,884	1,081,832

## 2 【沿革】

### スペイン、ポルトガルおよびその他の国家

エンデサは、レオン地方において同地域の埋蔵石炭を使用する石炭火力発電所を建設および運営するために、1944年にスペイン法に基づき設立された。その後、エンデサは、アス・ポンテス(ガリシア)およびテルエル(アラゴン)におけるスペイン産の石炭を使用するその他の石炭火力発電所を建設した。1982年までに、エンデサは、スペインの発電の約21.6%を占めるに至った。

エンデサがEnher、Gesa、Unelco、Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U.(Encasur)およびその他のエネルギー関連会社における参加持分を取得したことにより、1983年にエンデサ・グループが形成された。1985年に、スペイン政府による電力事業のリストラの一環として、エンデサは、他のスペインの公益事業体より3か所の原子力発電所の持分およびErzの持分の42.4%(その後61.2%に増加)を含む資産を購入した。1991年に、エンデサは、Viesgoの87.6%、Fecsaの40%、Sevillanaの33.5%およびNansaの24.9%の持分を取得した。また1991年に、エンデサは、FecsaおよびSevillanaとの戦略的契約を締結し、その結果、エンデサは公開買付を通じてこれらの会社の持分をさらに取得した。1996年11月、エンデサは、FecsaおよびSevillanaのそれぞれについて、合計1,197.22百万ユーロの対価で、その持分を75%まで増加させた。

1993年に、エンデサはその他の主要なスペインの公益事業体と相互に総額約1,983.34百万ユーロの資産の売却および購入を行うという合意(以下「資産売買契約」という。)に至った。資産売買契約に基づき、当社は、(イ)IberdrolaからHidruñaの55%ならびにFecsaの追加の4.0%の普通株式およびアラゴンに所在する水力発電所および配電施設、(ロ)Sevillanaからアンダルシアに所在する水力発電および石炭火力発電資産、(ハ)Unión FenosaからNansaの追加の37.5%ならびにいくつかの水力発電所および原子力発電所の持分を取得した。エンデサはまた、Sevillanaの普通株式の6%およびEnecoの50%を追加取得した。1995年に、エンデサはHidruñaの普通株式45%を追加取得した。

1999年中に、当社は、1999年4月27日の株主総会で承認された会社合併を実行し、当時の当社のスペインにおける主要子会社すなわちEnher、Erz、Fecsa、Gesa、Nansa、Sevillana、Unelco、Viesgoおよびエンデサを1つの統合事業会社に合併した。

1999年、エンデサはチリのEnersisグループを買収し、これによって連結資産および営業収益の観点でラテンアメリカにおける最大の民間電力グループの1つとなった。

2001年9月、ENEL, S.p.A.(以下「ENEL」ということがある。)に対しViesgoが譲渡された。2002年1月、最終的にViesgoがENELに売却された。

2005年および2006年の間に、当社はスペインの通信事業者であるAunaの32.71%の持分を売却した。

2008年6月26日、エンデサは、イベリア半島外のヨーロッパにおいて自身が所有していた資産の大部分(イタリア、フランス、ポーランドおよびトルコの発電所)ならびにスペインにおけるLos BarriosおよびTarragona発電所をE.ONに売却した。

2009年にエンデサは、スペインおよびポルトガル(以下、場合によっては、スペインおよびポルトガル以外の地域を含む。)における特定の風力および水力発電資産を、合計2,814百万ユーロの価格で、Accionaに譲渡した。かかる資産は、合計2,079MWの設備容量に当たる取引に含まれた。

2009年1月、エンデサは、ESBから、ENDESA Ireland Limited(以下「ENDESA Ireland」という。)のすべての株式を440百万ユーロで取得した。この会社は、合計で1,068MWの設備容量を持つ4つの発電所を所有していた。2010年末に、エンデサはENDESA Irelandの持分100%の売却のを開始し、その結果2012年10月の売上となった。

2010年3月、ENELグループはスペインおよびポルトガルにおけるエンデサおよびENEL Green Power, S.p.A.(以下「EGP」または「ENEL Green Power」ということがある。)の再生可能エネルギー事業をENELにより完全支配される1つのEGP連結会社に統合した。かかる事業を受けてエンデサはENDESA Cogeneración y Renovables, S.L.(「ECyR」、現ENEL Green Power España, S.L.U.)の支配を手放した。

2007年7月4日付法律2007年第17号の第9暫定規定に従って、2010年12月13日、ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.(現Edistribución Redes Digitales, S.L.U.)およびREEは、送電資産に関して、2010年7月1日にかかる2当事者間で締結された売買契約上の事実上すべての資産の譲渡を完了し、これによって法的義務に従うこととなった。

2010年12月17日、エンデサのガス輸送および配電資産の大部分を保有する会社であるNubia 2000, S.L.(現ENDESA Gas T&D, S.L.U.)に対する80%の持分がGoldman Sachsが運営する2つのインフラファンドに売却された。2013年12月9日、ENDESA Gas, S.A.U.が有するENDESA Gas T&D, S.L.の持分20%を同ファンドに売却した。

2011年3月30日、エンデサは自身の支配株主であるENEL Energy Europe, S.L.U.(その後ENEL Iberoamérica, S.L.U.となり、現在はENEL Iberia, S.L.U.(以下「EI」ということがある。))に対して、250百万ユーロでエンデサの電気通信およびシステム事業を譲渡する契約をENEL Energy Europe, S.L.U.(現EI)との間で締結した。かかる売却は2011年7月に完了した。

2012年2月29日、エンデサはGas Natural SDG, S.A.からのマドリッド地域の約224,000のガスの顧客およびその他関連した契約のポートフォリオの購入を完了した。この取引は、それぞれ天然ガスおよび電気をマドリッド地域のいくつかの地区および自治体へ供給しているGEM Suministro de Gas 3, S.L.U.およびGEM Suministro de Gas Sur 3, S.L.U.の持分の100%の取得ならびに後に続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, S.L.U.(現Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.)への合併を含む。

2014年10月23日、エンデサは、ラテンアメリカ事業の売却を8,253百万ユーロで完了した。

2015年11月1日、ENDESA, S.A.は、後に続くENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Energía XXI, S.L.U.(現Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.)による買収のために、Madrileña Suministro de Gas, S.L.U.およびMadrileña Suministro de Gas Sur, S.L.U.の株式の100%の取得を通じて、スペインにおける天然ガス供給事業の住宅部門を取得するため、Galp Energía España, S.A.およびPetrogal Sucursal en Españaとの契約をそれぞれ締結した。

2016年7月27日、ENDESA, S.A.の完全子会社であるENDESA Generación S.A.U.は、ENEL Green Power International B.V.からENEL Green Power España, S.L.U.の持分の60%を取得したが、以前までENEL Green Power España, S.L.U.の持分を40%保有していた。ENEL Green Power España, S.L.U.は、直接にまたは自己が支配する会社を通じて、スペインにおいて再生可能エネルギー源を利用した発電を行っている。

2016年7月28日、エンデサは、Eléctrica del Ebro, S.A.の株式をすべて取得した。Eléctrica del Ebro, S.A.はTarragona地方で配電および電力販売を行っており、Hospitalet-Vandellós、Delta del Ebroおよび Ampostaに渡る地域でおよそ20,000人の顧客を有している。この取得を通じて、エンデサは配電事業を強化する。

2016年12月29日、完全子会社である投資先のENDESA Servicios, S.L.U.(現ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U.)を通して、ENDESA, S.A.およびEIはシステムおよびテレコミュニケーション事業の割当の契約を作成した。これによりENDESA, S.A.は事業活動の範囲でシステムおよびテレコミュニケーション事業をEIから購入した。当該譲渡の効力発生日は2017年1月1日更新予定となる。契約で規定された購入価格は246百万ユーロで、契約の署名日(2016年12月29日)に支払われた。当該取引は、当該事業の実施の影響を受ける物、人材および第三者との契約の移転を伴った。

2017年5月31日、ENDESA Red, S.A.U.は、送配電ならびに水力および電力量計の貸与および測定を事業に含む Eléctrica de Jafre, S.A.の出資持分の52.54%を取得した。ENDESA Red, S.A.U.は以前は当該企業の47.46%を保有していた。この取引の結果、エンデサはEléctrica de Jafre, S.A.の完全な支配によって重要な影響力を持つようになり、そのためその配電事業を強化することとなった。

2017年5月17日および2017年7月26日に行われた施設の競売の結果、エンデサは、ENEL Green Power España, S.L.U.を通じて、それぞれ540MWの風力発電施設および339MWの太陽光発電施設を落札し、およそ870百万ユーロを落札された施設の建築に投資することを想定し、既に2017年12月31日時点で7百万ユーロが使用された。

2017年12月28日、エンデサは、Nueva Marina Real Estate, S.L.の株式資本における60%の持分を売却し、当該取引は本連結損益計算書における9百万ユーロの税引前利益を創出した。

2018年4月3日、42百万ユーロでのParques Eólicos Gestinver, S.L.U.およびその完全子会社(100%)である Parques Eólicos Gestinver Gestión, S.L.U.の株式資本の100%の取得に関して、ENEL Green España, S.L.U.を通じて、契約が署名された。Parques Eólicos Gestinver, S.L.U.は、132MWの風力発電施設を設置し、ガリシア州およびカタルーニャ州にある5つの風力基地で配電を行っている。当該取得を通して、エンデサは発電構成の再生可能エネルギー資産のポートフォリオの拡大により、スペインの発電市場での存在感をより強固にする。

2018年5月22日、ENEL Green Power España, S.L.U.は、再生可能風力技術による発電で構成される事業活動に従事し、ENEL Green Power España, S.L.U.が過去に40%の持分を保有していた会社であるEólica del Principado, S.A.U.の株式資本の60.0%を取得した。この取引の結果、エンデサは、重要な影響力を有する状態からEólica del Principado, S.A.U.の完全な支配を有する状態になった。

2018年6月26日、ENDESA X, S.A.U.はエネルギー市場の動向に適応した新しいサービスを開発して販売するために設立された。その事業は、e-ホーム、e-インダストリーズ、e-シティおよびe-モビリティの4つの分野をカバーしている。これらは、電気自動車、需要管理、分散型発電、エネルギー貯蔵、そして国内顧客、法人顧客および機関顧客に提供されるサービスの範囲の拡大における機会を追求している。

2018年7月25日、エンデサはENDESA Red, S.A.U.を通じて、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A.U.(現Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.)の100%持分およびEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.の100%持分を所有する、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.の株式資本の94.6%を、83百万ユーロで取得した。Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.の持分の追加取得が後に行われ、96.42%の株式資本を保有するに至った。Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.は、30,000人以上の顧客を抱えており、エンデサが発電活動を行っている地域であるセウタの有数の配電および供給会社である。したがって、この買収はスペインとポルトガルで流通と供給の成長を促進するという戦略と一貫している。

2018年12月18日、ENDESA Generación, S.A.U.はMetrovacesa, S.A.からFront Marítim del Besòs, S.L.の株式資本の61.37%を1,841ユーロで取得した。エンデサは当該会社の50%以上の株式を保有しているが、エンデサはそのパートナーと締結した契約に基づき、自社の純資産を共同支配しているため、投資は「合併事業」として分類される。同日、Front Marítim del Besòs, S.L.のパートナーであるENDESA Generación, S.A.U.およびMetrovacesa, S.A.は、持株比率に比例した非金銭的な拠出による増資を行うことに合意し、それによってENDESA Generación, S.A.U.はSant Adrià del Besòs(バルセロナ)のTres Chimeneas地区で所有していた一定の土地に拠出し、総額92百万ユーロを計上し、税引前利益は34百万ユーロとなった。

2019年1月28日、特に再生可能資源からの電気エネルギーと天然ガスを含むすべてのタイプのエネルギー製品の供給を専門とする会社である、ENDESA Energía, S.A.U.が100%株式を所有する、ENDESA Energía Renovable, S.L.U.が設立された。2019年、ENEL Green Power España, S.L.U.を通じた、18の会社の取得取引を実行した。これらの取引は、発電構成における再生可能エネルギー資産のポートフォリオの拡大により、スペインの発電市場でのエンデサの存在感をより強固にすることを目的としている。

2019年11月28日、とりわけ再生可能エネルギーからつくられる電力および天然ガスならびに付加価値製品およびサービスといった、すべてのタイプのエネルギー製品の供給専門の会社であるENDESA Soluciones, S.L.U.が、ENDESA Energía, S.A.U.の100%完全子会社として設立された。2020年5月11日、ENDESA Soluciones, S.L.U.の株式資本の80%を第三者に売却した。

2020年9月1日、エネルギー市場の展開に適応した新サービスに関して開発およびマーケティング活動を行うため、ENDESA Energía, S.A.U.およびENDESA Ingeniería, S.L.U.の部分的スピンオフを通じて、ENDESA X Servicios, S.L.U.が設立された。その活動は、e-ホーム、e-インダストリーズ、e-シティおよびe-モビリティの4つの活動分野に焦点を当てている。

さらに、2022年4月4日、ENDESA X Servicios, S.L.U.の部分的スピノフが正式に承認された。これにより、電気自動車充電箇所運営サービスの提供および関連事業を含む電気移動運営事業ユニットが、2022年2月9日に設立されたENDESA Movilidad Eléctrica, S.L.U.に移転された。

その後、2022年4月29日、ENDESA X Servicios, S.L.U.は、ENDESA Movilidad Eléctrica, S.L.U.における自らの持分の51%について、122百万ユーロでENEL X Way, S.r.l.(電気移動事業の親会社であるENELグループ会社)に対してこれを売却した。同日、ENDESA Movilidad Eléctrica, S.L.U.の株主総会は、その社名をENDESA X Way S.L.に変更することに合意した。

2023年4月3日、Endesa X Servicios S.L.U.によって保有される電気自動車事業(Endesa X Way, S.L.の株式資本における49%の持分を含む。)の分割証書が署名され、これによって、電気自動車充電ステーションの所有権および関連事業の活用サービスの提供に関連するすべての資産および債務要素、ならびに技術、材料および人材資源によって形成される経済主体は、Endesa, S.A.の完全子会社である2023年1月26日に設立された会社、Endesa Mobility, S.L.U.に移転される。

2023年7月1日、Endesa Energía, S.A.U.(買主)は、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(売主)からEnergía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.を重要ではない金額で取得した。

2023年9月22日、Endesa, S.A.の取締役会およびEndesa, S.A.の100%出資先であるEndesa Red, S.A.U.の単独取締役は、資産および負債を一括して譲渡することにより、Endesa Red, S.A.U.をEndesa, S.A.に吸収合併し、清算することなくEndesa Red, S.A.U.を消滅させるという計画を承認した。Endesa Red, S.A.U.のEndesa, S.A.への吸収合併は、2023年11月2日付で申請された。

2024年4月25日、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.の唯一の株主であるEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.は、その資産を一括して譲渡することにより後者に統合され、清算することなく消滅するという吸収合併に関連する共同逆合併プロジェクトが承認された。この逆合併は、2024年7月1日に登録された。

2024年10月1日、Endesa X Servicios, S.L.U.およびEndesa Energía Renovable, S.L.U.は、Endesa Energía, S.A.U.に合併された。

2024年12月23日、エンデサは、完全子会社であるEnel Green Power España, S.L.U.を通じて、エンデサがスペインで運営するすべての太陽光発電設備(約2GWの総設備容量)を所有するEnel Green Power España Solar 1, S.L.の49.99%の少数株主持分をMasdar España Renewables 1, S.L.に取引費用を差し引いた総額849百万ユーロで売却したが、これは2024年12月31日までに完全に回収された。

2025年2月26日、Endesa Generación, S.A.U.は、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.U.の株式資本の100%をCorporación Acciona Energías Renovables, S.A.から取得した。同日、その社名をE-Generación Hidráulica, S.L.U.に変更した。買収契約日の時点で、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.U.は、スペイン北東部に所在する、34の水力発電所(626MWの総設備容量)のポートフォリオを所有しており、そのほとんどが調整可能で、2023年には約1.3TWhを発電した。2025年7月1日、E-Generación Hidráulica, S.L.U.は、Endesa Generación, S.A.U.に合併された。

2025年10月1日、Endesa, S.A.は、完全子会社であるEnel Green Power España, S.L.U.を通じて、スペインに所在する稼働中の4つの太陽光発電所(約446MWの総設備容量)の所有者である、EGPE Solar 2, S.L.の株式資本の49.99%の少数株主持分のMasdar (Abu Dhabi Future Energy Company PJSC)への売却を、正味合計額181百万ユーロの取引費用で完了したが、同費用は、2025年12月31日に全額回収された。

2025年7月31日に、Enel Green Power España, S.L.U.は、Compañía Eólica de Tierras Altas, S.A.U.の株式資本の62.50%を取得したが、そのうち、37.5%は以前保有していたものである。

2026年1月30日、Endesa Energía, S.A.U.は、MasOrange Xfera Móviles, S.A.からEnergía Colectiva, S.L.U.の株式資本を100%取得した。合意時点で、MasOrangeのデジタルエネルギー商業化会社であるEnergía Colectiva, S.L.U.は、市場で最も先進的なデジタルおよび技術能力を持ち、360,000件を超える電力およびガス顧客のポートフォリオを有していた。

## 主要株主

2007年以降、ENELがエンデサの株式資本の67.053%を保有し、またAcciona, S.A.(以下「Acciona」という。)がエンデサの株式資本の25.01%を保有していた。2009年6月から2014年11月まで、ENELは、ENELにより完全保有されているEIを通じ、ENDESA, S.A.の発行済株式の92.063%を保有していた。

2014年、EIはENDESA, S.A.株式に関して公募(P0)を開始し、当該公募は2014年11月6日にCNMVの登記所に登録され、2014年11月25日に実施された。公募で販売された株式数は232,070,000株に達し、ENDESA, S.A.の株式の21.92%に相当した。売出しの価格は1株当たり13.5ユーロに設定された。

2014年11月25日以降、この公募(P0)の結果、ENELグループのENDESA, S.A.株式資本におけるEIを通じての持分は70.144%であった。

公募において取得した40株毎に追加1株の権利を付与する当該公募の小売りトランシェに有利なオプションに基づき(ただし、かかる取得した株式は公募の決済日から最低12か月保有されていること)、EIを通じてENELグループにより保有されるENDESA, S.A.の割合は、2014年12月31日現在の70.144%から2015年12月31日現在の70.1%まで落ちた。かかる日付において、ENDESA, S.A.の株式資本の10%超を保有する株主は他にいなかった。

2023年および2024年12月31日時点において、ENELグループはEIを通じてENDESA, S.A.株式資本の70.1%を保有していた。かかる日付において、ENDESA, S.A.の株式資本の10%超を保有する株主は他にいなかった。

2025年12月31日および2024年12月31日時点において、ENELグループは、EIを通じて、会計目的に限り、Endesa, S.A.が保有する自己株式を考慮して、それぞれ、Endesa, S.A.の株式資本の71.4%と70.1%を支配している。商業的な目的のために、ENELグループがEIを通じて保有するEndesa, S.A.の株式資本の割合は、2024年および2025年12月31日時点において70.1%である。

2026年5月31日に、ENELグループは、EIを通じて、会計目的のみで、Endesa, S.A.保有の自己株式を考慮に入れて、Endesa, S.A.の株式資本の72.2%を支配している。商業目的において、ENELグループがEIを通じて保有するEndesa, S.A.の株式資本の割合は、2026年5月31日時点で71.2%である。

### 3 【事業の内容】

「第3 事業の状況 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 業績等の概要」を参照のこと。

#### 企業体の位置付け

##### 事業の主要分野

ENDESA, S.A.は、1944年11月18日に設立され、その登記上の事務所はマドリッド市リベラ・デル・ロイラ60に所在する。

ENDESA, S.A.の企業目的は、そのすべての様々な産業および商業地域における電力事業、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開発、産業サービスまたは事業の主要分野(特にガス事業)に関連するサービスの提供ならびに企業目的の予備的または補完的な事業活動および対企業投資を構成する企業グループの経営である。当社は、直接または他社への投資を通じて、スペインおよび海外における自己の企業目標を構成する活動を遂行している。

ENDESA, S.A.の事業目的は、主にスペイン事業分類インデックス(スペイン語の頭文字で「CNAE」)のセクションD、大分類35に分類されている。

ENDESA, S.A.およびその子会社は、主としてスペインおよびポルトガルの市場において、電力事業およびガス事業を遂行している。エンデサはまた、より少ない程度で、その他の欧州市場において電力およびガスならびにその主要事業に関連するその他の商品およびサービスを供給している。

組織は、生産、供給および配給活動に分かれており、それぞれに電力ならびに(一定の場合には)ガス活動およびその他の製品、サービスが含まれる。

ENDESA, S.A.の子会社により遂行される事業分野を考慮すると、その取引はそれほど重要な循環的または季節的性質を有さない。

#### 事業ラインおよび主な市場

エンデサのビジネスモデルは、すべてのリスクへの効率的な対抗、および絶えず変化するエネルギーセクターにおけるすべての機会の利用を可能にするため、営業を行う市場において迅速に対応し、営業を行う領域および事業における顧客のニーズを考慮することを目的として、異なるラインに構造化されている。

これらの事業ラインは、主にスペインおよびポルトガルにおける発電、配電ならびに電力およびガスの販売、相対的には小規模であるが、その他の欧州市場、特にドイツ、フランスおよびオランダにおけるスペインのプラットフォームからの電力およびガスの販売、ならびに主要な事業に関連するその他の商品およびサービスの販売に関連している。

本土の石炭火力発電所からの発電以外では、エンデサの発電および供給事業は共同で管理されており、2つの事業を別々に管理する場合よりもエンデサの統合された状況を最適化できる。

エンデサが事業を行う市場は以下に説明される。

#### a) スペイン市場

- **発電**：エンデサは、本土のシステムおよび本土外の領域(「Territorios no Peninsulares」またはスペイン語の頭文字をとって「TNP」)(バレアレスおよびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤの自治都市を含む。)で発電事業を行っている。
  - ・ 再生可能エネルギーによる発電によって受ける特別報酬があるが、従来型の本土発電は規制緩和されている事業である。
  - ・ さらに、本土外の領域(TNP)での従来型発電は、その地理的な特質に対処する特定の規制の対象となり、その報酬が規制されている。再生可能エネルギー発電のため、本土外の領域(TNP)において、発電費用が削減された場合の投資インセンティブが設けられた。
- **電力、ガスならびにその他サービスおよび製品の提供**：この事業は市場でのエネルギーの顧客への提供ならびにその他製品およびサービスの販売の顧客への提供により構成される。エネルギーの供給は規制緩和されている事業である。
- **配電**：配電事業の目的は、消費地点に電気を配分することである。配電は規制事業である。

#### b) ポルトガル市場

- **発電**：ポルトガルの発電は活発な競争環境の下で行われている。
- **電力およびガスの供給**：かかる活動はポルトガルにおいて規制緩和されている。

#### スペインおよびポルトガルにおける事業

ENDESA, S.A.の事業は事業ライン別に構成されており、そのことは当社に柔軟性ならびに運営するテリトリーおよび事業における顧客の需要に対応する能力を与えている。

事業ラインの組織化のため、エンデサは主に次の会社を通じて営業している。

- ・ **発電**：ENDESA Generación, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、エンデサの発電および鉱業資産を集中させるため、1999年9月22日に創設された。

本土外の領域(TNP)にある発電資産を管理するENDESA Generación, S.A.U.は、中でも、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.(100%)、Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.(100%)、および、再生可能資源から発生する資産を管理するENEL Green Power España, S.L.U.(100%)と持分を統合している。

2025年12月31日、エンデサのスペインにおける正味設備総容量は22,616MWに達し、そのうち18,276MWが半島の電力システムにおけるものであり、4,340MWがバレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤの半島外の領域(NPT)におけるものであった。当該日付における再生可能エネルギー技術の正味設備容量は11,309MWであり、そのうち11,191MWが半島の電力システムに対応するものであり、118MWが半島外の領域(NPT)に対応するものである。

2025年においては、エンデサは、総発電量が61,011GWh(2024年は59,780GWh)であった。

#### ・配電：ENDESA Red, Sociedad Anónima Unipersonal

この会社は、1999年9月22日に創設され、スペインにおけるENDESA S.A.の地域配電会社の統合プロセスの集大成を表している。

この会社は、中でも、規制配電を行っているEdistribución Redes Digitales, S.L.U.(100%)およびENDESA Ingeniería, S.L.U.(100%)の株式を保有している。

2025年12月31日時点で、エンデサは、スペインにおいて、8の自治体(アンダルシア、アラゴン、カナリア諸島、カスティーヤ・イ・レオン、カタルーニャ、エストレマドゥーラ、ガリシアおよびバレアレス諸島)の24の地方(ア・コルーニャ、アルメリア、バダホス、バルセロナ、カディス、コルドバ、ジローナ、グラナダ、ウエルバ、ウエスカ、バレアレス諸島、ハエン、ラ・パルマ、レオン、レリダ、マラガ、オウレンセ、サンタ・クルス・デ・テネリフェ、セビリア、ソリア、タラゴナ、テルエル、サモラおよびサラゴサ)およびセウタ自治都市に電力を供給している。総人口が22百万人超える総延長195,845平方キロメートルをカバーした。

かかる日付において、エンデサの配電ネットワークへの参入契約を締結している顧客数は12百万人を超え、エンデサのネットワークが配電するエネルギー合計は、発電所において測定され、2025年には143,555GWhに達した。

#### ・エネルギー供給：ENDESA Energía, Sociedad Anónima Unipersonal

Endesa Energía, S.A.U.は、商業化事業を行うため、1998年2月3日に創設され、スペインにおける電力セクターの自由化手続から生じた要請に対応している。その中心的活動は、供給者を選択する権利を行使し、規制緩和市場でのサービスならびに効率的なエネルギー基盤の開発および保守サービスを中心とする製品およびサービスを受けることを決めた顧客に対するエネルギーの供給である。さらに、エネルギー市場の進展に対応した新しいサービスの開発と商業化に着手し、スペインとポルトガル両方で「e-Home」、「e-Industries」および「e-City」の3つの活動に焦点を当てている。

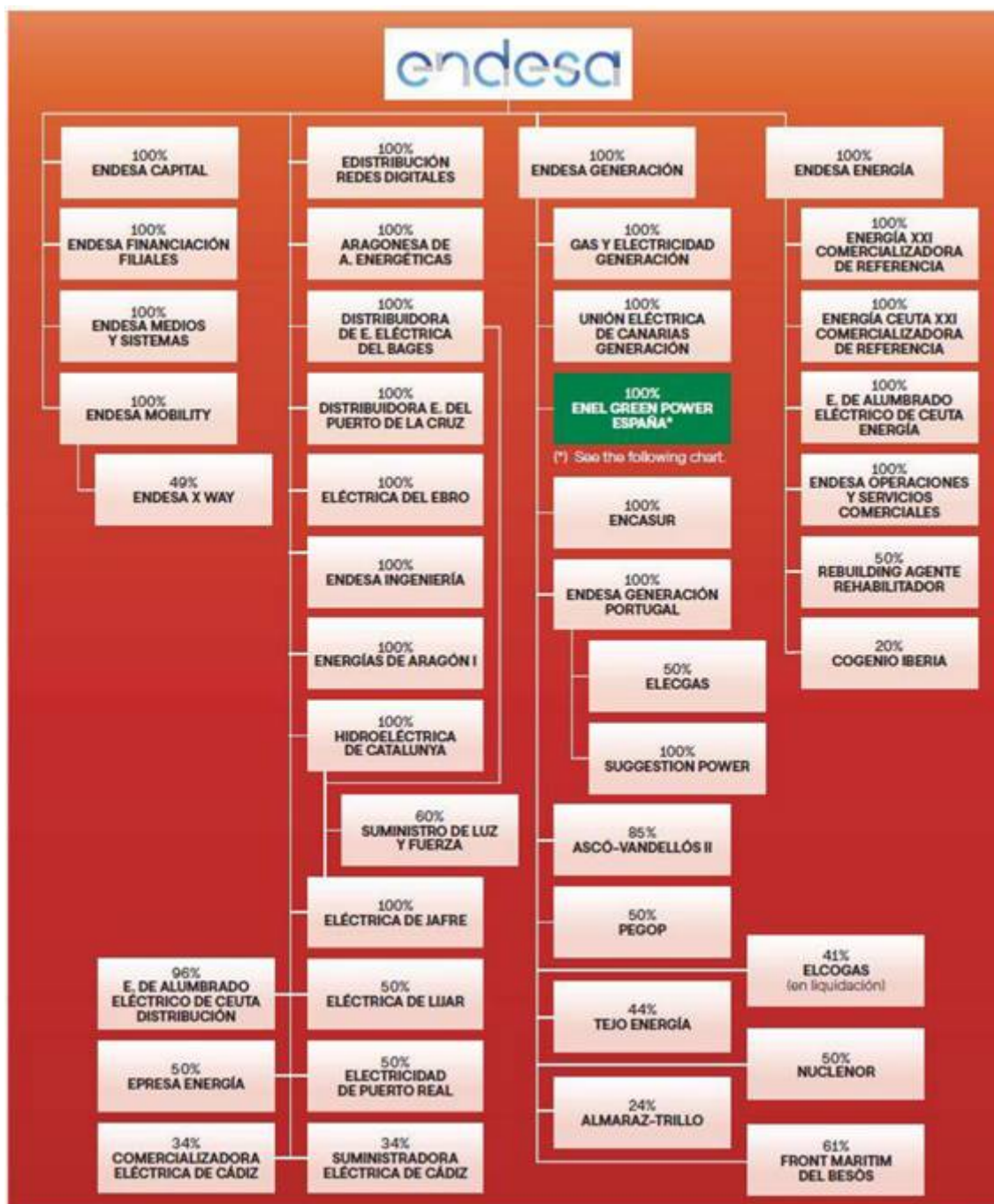
Endesa Energía, S.A.U.は、また、規制されている市場の小売商であるEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.、および、電力の供給に関連する商業サービスを提供することを目的とするEndesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.の株式の100%を保有している。

また、Endesa Energía, S.A.U.は、ドイツ、フランスおよびポルトガルの自由化された市場において商業化活動を行っている。

最後に、Endesa Mobility, S.L.U.は、電動モビリティまたは「e-モビリティ」に対応したサービスを開発および販売し、また、エンデサの電気自動車の公共充電ステーションを所有している。

2025年、電力純売上は75,160GWhに達し、2025年12月31日時点で電力市場における顧客ポートフォリオは9.6百万の供給地点を構成した。2025年に商業化されたガスは、合計62,547GWhであり、2025年12月31日時点で、従来型天然ガス市場における顧客ポートフォリオは1.7百万の供給地点を構成した。

以下は、図表で2025年12月31日現在の主要な被投資会社を示すエンデサの組織図である。



100% ENEL GREEN POWER ESPAÑA						
51% AGULÓN 20	50% ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1	100% ENERGÍA EÓLICA ABREGO	70% EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA	37% MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR	100% PROYECTO REN 03	100% SHARK POWER REN 4
100% ARENA GREEN POWER 1	100% ARANORT DEBARRIOLLOS	55% ENERGIAS ALTERNATIVAS DEL SUR	74% EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO	21% MONTE REINA RENOVABLES	100% PROYECTO REN 04	100% SHARK POWER REN 5
100% ARENA GREEN POWER 2	100% SALEARIS ENERGY	67% ENERGIAS DE GRAUS	51% EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA	33% OKAGESA (en liquidación)	100% PROYECTO REN 05	100% SHARK POWER REN 6
100% ARENA GREEN POWER 3	100% BAYLJO SOLAR	97% ENERGIAS ESPECIALES DE CARBON	65% EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO	100% PAMPNUS PV FARM 01	100% PROYECTO REN 06	100% SHARK POWER REN 7
100% ARENA GREEN POWER 4	34% BRAZATORTAS 220 RENOVABLES	100% ENERGIAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA	90% EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA	90% PARAVENTO	33% PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGIAS RENOVABLES	100% SHARK POWER REN 8
100% ARENA GREEN POWER 5	100% DEHESA DE LOS GUADALIPES SOLAR	50% ENERGIAS ESPECIALES DEL BIERZO	90% EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN	30% PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASQUAL	100% PUERTO SANTA MARIA ENERGIA I	100% SHARK POWER REN 9
100% ARENA POWER SOLAR 11	100% EMINTEGRAL CYCLE	23% ENERGIAS LIMPIAS DE CARMONA	100% EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN	30% PARC EOLIC LOS ALGARS	100% PUERTO SANTA MARIA ENERGIA II	100% SHARK POWER REN 10
100% ARENA POWER SOLAR 12	100% ENERGIA BASE NATURAL	100% ENOMA GREEN POWER I	100% FRV CORCHOTOS II SOLAR	100% PARQUE EOLICO A CAPELADA	100% REN ALFAJARIN SOLAR	28% SISTEMA ELECTRICO DE CONEXION VALCARE
100% ARENA POWER SOLAR 13	100% ENERGIA NETA SA CASETA LLUCMAJOR	100% ENVIATOS PROMOCION I	100% FRV CORCHOTOS I	90% PARQUE EOLICO BELMONTE	100% RENOVABLES ANDORRA	96% SISTEMAS ELECTRICOS MAÑÓN OSTIGUEIRA
100% ARENA POWER SOLAR 20	100% ENERGIA Y NATURAL.EZA	100% ENVIATOS PROMOCION II	100% FRV TARIFA	80% PARQUE EOLICO CARRETERA DE ARNAGA	100% RENOVABLES LA PEDRERA	65% SOCIEDAD EOLICA DE ANDALUCIA
100% ARENA POWER SOLAR 23	100% FOTOVOLTAICA YUNQUELLOS	100% ENVIATOS PROMOCION III	100% FRV VILLALOBILLOS	75% PARQUE EOLICO DE BARGANZA	100% RENOVABLES TERUEL	50% SOCIEDAD EOLICA EL PUNAL
100% ARENA POWER SOLAR 24	100% FRV CORCHOTOS I	100% ENVIATOS PROMOCION XI	100% FRV ZAMORA SOLAR 1	82% PARQUE EOLICO DE SAN ANDRÉS	40% RESINA RENOVABLES 400	60% SOCIEDAD EOLICA LOS LANCES
100% ARENA POWER SOLAR 36	100% FUBATENA SOLAR 1	51% EOLICA VALLE DEL EBRO	100% FRV ZAMORA SOLAR 2	66% PARQUE EOLICO DE SANTA LUCIA	50% SALTO DE SAN RAFAEL	40% SOLANA RENOVABLES
50% ATECA RENOVABLES	19% INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400	80% EOLICAS DE AGAETE	100% FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS	90% PARQUE EOLICO FINCA DE MOGÁN	45% SAN FRANCISCO DE BORJA	36% SOTOVENTO GALICIA
100% BAKAL ENTERPRISE	31% INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220	55% EOLICAS DE FUENCALIENTE	100% FV ANDREA SOLAR	70% PARQUE EOLICO MONTES DELAS NAVAS	100% SANTO ROSTRO COGENERACION (en liquidación)	51% TAUSTE ENERGIA DISTRIBUIDA
51% BOSA DEL EBRO	24% INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400	40% EOLICAS DE FUERTEVENTURA	100% FV CAMPOS SOLAR	100% PARQUE EOLICO MUNEDA	100% SAVANNA POWER SOLAR 4	45% TERMOTIC ENERGIA (en liquidación)
25% CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES	35% LUCAS SOSTENIBLE	50% EOLICAS DE LA PITAGONIA	100% FV LA CERCA	52% PARQUE EOLICO PUNTA DE TENO	100% SAVANNA POWER SOLAR 5	30% TERRER RENOVABLES
33% CENTRAL HIDRAULICA COESAR-SIERRA	100% OLVUM PV FARM 01	40% EOLICAS DE LANZAROTE	100% FV MENAUTE	58% PARQUE EOLICO SIERRA DEL MADERO	100% SAVANNA POWER SOLAR 6	30% TOLEDO PV (en liquidación)
20% COGENERACION EL SALTO (en liquidación)	100% RENOVABLES MEDAVILLA	50% EOLICAS DE TENERIFE	100% HIDROELECTRICA DE OROUL	100% PRODUCTIVE SOLAR SYSTEMS	100% SAVANNA POWER SOLAR 7	8% TORO RENOVABLES 400 KV
100% COMPANIA EOLICA TIERRAS ALTAS	100% SEGURODORS SOLARES PLANTA 2	60% EOLICOS DE TIRAJANA	51% HISPANO GENERACION DE ENERGIA SOLAR	30% PRODUCTORA DE ENERGIAS	100% SAVANNA POWER SOLAR 8	61% TRANSFORMADORA ALMOODOVAR RENOVABLES
25% CORPORACION EOLICA DE ZARAGOZA	100% STONEWOOD DESARROLLOS	10% EVACUACION CARMONA 400-220 KV RENOVABLES	100% INFRASRUCTURAS PALOS 220	100% PROMOCIONES ENERGETICAS DEL BIERZO	100% SAVANNA POWER SOLAR 9	67% VIRULESIOS
100% DEHESA PV FARM 03	100% TICO SOLAR 1		45% MANIA RENOVABLES	100% PROYECTO REN 01	38% SECCIONADORA ALMOODOVAR RENOVABLES	40% YEDESA COGENERACION (en liquidación)
100% DEHESA PV FARM 04	100% TICO SOLAR 2			100% PROYECTO REN 02		
50% EGPE SOLAR 2	100% TORREPALMA ENERGY I					
36% SET CARMONA 400KV RENOVABLES	36% TREVAGO RENOVABLES					
64% RENOVABLES BROYALES 400KV	36% MINOLANILLA RENOVABLES 400 KV					
64% RENOVABLES BROYALES SEGURA DE LEON 400 KV	37% PROMOTORES MUDEJAR 400 KV					
44% RENOVABLES MANZANARES 400 KV						

2025年に行われたエンデサの組織図の追加、削除および変更は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記7に記載される。

「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記の別紙 は、エンデサの関連会社および重要な保有株式を列挙している。

#### 4 【関係会社の状況】

「2 沿革」および「3 事業の内容」ならびに「第6 経理の状況」の別紙を参照のこと。

#### 5 【従業員の状況】

2025年12月31日現在、エンデサは総数8,946名の従業員を有しており、2024年12月31日現在より0.4%増加した。エンデサの2025年の平均従業員数は8,878名(0.7%増)であった。2024年および2025年における、エンデサのセグメント、部門、年齢、国および男女別の最終および平均従業員数は以下のとおりである。

##### 最終従業員数

エンデサの最終従業員数の詳細は、次のとおりである。

	最終従業員数					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	145	42	187	149	43	192
中間管理職	2,356	1,347	3,703	2,394	1,352	3,746
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	4,043	1,013	5,056	3,973	1,003	4,976
<b>総従業員数</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

	最終従業員数					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および商業化	3,545	1,205	4,750	3,592	1,220	4,812
配電	2,361	557	2,918	2,263	520	2,783
構造およびその他(1)	638	640	1,278	661	658	1,319
<b>総従業員数</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

(1) 構造およびサービス。

	最終従業員数					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
30歳未満	324	144	468	280	143	423
30歳～50歳	3,460	1,387	4,847	3,624	1,478	5,102
50歳超	2,760	871	3,631	2,612	777	3,389
<b>総従業員数</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

	最終従業員数					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン	6,529	2,387	8,916	6,501	2,384	8,885
ポルトガル	15	15	30	15	14	29
<b>総従業員数</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

## 平均従業員数

エンデサの平均従業員数の詳細は、次のとおりである。

	平均従業員数					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	147	42	189	154	42	196
中間管理職	2,374	1,340	3,714	2,392	1,332	3,724
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	3,976	999	4,975	3,901	995	4,896
<b>総従業員数</b>	<b>6,497</b>	<b>2,381</b>	<b>8,878</b>	<b>6,447</b>	<b>2,369</b>	<b>8,816</b>

	平均従業員数					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および商業化	3,565	1,199	4,764	3,600	1,227	4,827
配電	2,280	535	2,815	2,192	491	2,683
構造およびその他(1)	652	647	1,299	655	651	1,306
<b>総従業員数</b>	<b>6,497</b>	<b>2,381</b>	<b>8,878</b>	<b>6,447</b>	<b>2,369</b>	<b>8,816</b>

(1) 構造およびサービス。

2025年および2024年における共同支配事業の従業員の平均数はそれぞれ、740名および749名であった。

2024年および2025年における33%以上の障がいある従業員の平均人数は、以下のとおりである。

	障がい者の平均従業員数(1)					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	1	-	1	1	-	1
中間管理職	27	9	36	29	7	36
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	46	14	60	42	15	57
<b>総従業員数</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>97</b>	<b>72</b>	<b>22</b>	<b>94</b>

(1) 33%またはそれ以上。

	障がい者の平均従業員数(1)					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および商業化	35	10	45	32	11	43
配電	24	2	26	24	2	26
構造およびその他(2)	15	11	26	16	9	25
<b>総従業員数</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>97</b>	<b>72</b>	<b>22</b>	<b>94</b>

(1) 33%またはそれ以上。

(2) 構造およびサービス。

男女別では、2024年および2025年12月31日時点で、エンデサの労働力の73%が男性であり、27%が女性であった。

2025連結会計年度末に関連して、従業員の平均年齢は47.5歳であり、従業員がエンデサで勤務した平均年数は、およそ17.9年である。また、従業員の平均年収(賞与を含む。)は、107,333ユーロである。

## 社会的対話

### エンデサの第6回枠組み団体交渉協約

2024年に、エンデサは、新たな枠組み団体交渉協約に合意した。これは、従業員の労働条件を規制し、2024年1月1日から2028年12月31日までの5年間有効である。

この協定には、経済活動全般、特に電力セクターに影響を与える継続的な変化がある現在の社会経済環境に適応するための労働および社会の進歩が含まれている。新しい協定は、エンデサの従業員に安定性と大幅な改善を保証するための同社の努力を反映し、同時に会社のニーズと労働者の権利の間のバランスを維持している。

第6回枠組み団体交渉協約の機能範囲は、Endesa, S.A.、Enel Iberia S.L.U.およびその他同協約の第2条に定める会社に広がり、Endesa, S.A.およびその子会社(第6回枠組み団体交渉協約が適用される現在の会社に影響を及ぼす企業再編による将来的な会社を含む。)の給与所得者の89%に及ぶ。それゆえ、それはスペイン全土および会社の全従業員に適用される。ただし、1985年8月1日付国王布告1985年第1382号により規制される人事および管理職については、特定の例外がある。

## 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】

#### 価値創造およびビジネスモデル

エンデサは、包括的な公正な移行、サステナビリティの統合およびエンデサが事業を展開する領域における価値の創造を重視した、持続可能なビジネスモデルを推進する。エンデサは、絶えず変化する状況の中で、社会的、経済的および環境面での大きな課題に対応するためにその戦略を適応させている。主な課題は、電力配電網および再生可能エネルギーを開発し、化石燃料に基づくテクノロジーを誰も置き去りにしないようにしながら徐々に置き換えることにより、経済の脱炭素化と電動化に移行することである。この転換は、環境改善に貢献するだけでなく、豊かさや雇用を創出しながら、経済的および社会的な機会を生み出すものである。

あらゆるリスクに効果的に対処し、絶えず変化するエネルギーセクターにおけるすべての機会を活用できるように、エンデサのビジネスモデルは様々な事業ラインに組み込まれている。これにより、事業を展開する市場で迅速に対応し、対象とする領域および事業における顧客のニーズを考慮に入れることが可能となる。

これらの事業ラインは、主にスペインおよびポルトガルにおける発電、配電ならびに電力およびガスの販売、相対的には小規模であるが、その他の欧州市場、特にドイツおよびフランスにおけるスペインのプラットフォームからの電力およびガスの販売、ならびに主要な事業に関連するその他の商品およびサービスの販売といった、エンデサが関与する活動に関連している。

#### 経営環境

##### 電力およびガス市場

2025年の卸売り電力市場の算術平均価格は65.2ユーロ/MWh(前年同期比3.5%増)であったが、4月28日に発生したイベリア停電による電気系統の運用変更等の技術的、規制的、気象的および経済的要因、引き続き電力市場における限界価格形成の主要因である天然ガスの価格上昇、世界的な需要の変化や中東およびウクライナの地政学的緊張による価格上昇、ならびに発電税(IVPEE)の再活性化または新たな使用料および手数料等の一定の財政上および規制上の変更が合わさったことによる影響を受けた結果である。

2025年のガス価格は、様々な地政学的緊張およびヨーロッパにおけるガス埋蔵量の減少に伴う供給制限の結果、上昇傾向(5.2%増)をたどっている。電力需要の増加も価格上昇の一因となっている。

2025年のプレントの平均価格は、前年比で約14.6%下落した。これは、とりわけ、世界供給および原油在庫の変化、消費の減少、中国需要の構造的な脆弱性、米国が引き起こした関税貿易戦争によって生じた不確実性、ならびに中東における紛争の停戦の発表の結果である。

一方で、2025年の二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)の平均価格は、前年同期比で13.3%上昇した。これは主に、脱炭素化を加速するために改革された、EU域内排出量取引制度(EU ETS)が強化されたこと、当該制度が道路輸送、建物暖房および海事セクターなどの新たな分野に拡大されたこと、ならびに二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出枠の無償割当が段階的に廃止されること(2026~2034年)により、需要が増大したことによるものである。

#### 再生可能発電およびエネルギー材料価格

Red Eléctrica de España, S.A.およびRedes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A.各社のデータによれば、2025年の太陽光発電の発電量は前年と比較して引き続き高水準であり、スペインでは12.5%、ポルトガルでは24.9%増加した。これは、エネルギー移行プランの進展に伴い、好天条件と再生可能資源の設備容量が増加したことによるものである。

#### 電力およびガスの需要

2025年のスペインの電力需要は256,086GWhで、2024年と比べると2.8%増(労働日数と気温の影響を考慮すると1.6%増)であった。この増加は、エネルギー集約型セクターの回復と観光業の成長による経済および産業活動の拡大、異常気候現象(寒波または熱波)による一定の季節的な消費ピーク、ならびに主要セクターおよび新たなデータ需要拠点(データセンターおよびデジタルインフラ)の電化の進展などによるものである。

スペイン半島では、2025年の電力需要は240,341GWhで、2024年の実績を2.9%上回った(労働日数と気温の影響を考慮すると1.6%増であった。)。2025年のバレアレス諸島とカナリア諸島の総需要は、それぞれ、6,313GWhおよび8,998GWh(労働日数と気温の影響を調整すると、前年比でそれぞれ3.9%増および0.5%減)と推定されている。

ガス需要については、2025年は、スペインでは6.2%増加したが、主として、従来型ガスの消費による産業活動の減少に伴い従来型ガス市場からの需要が減少(1.4%減)したものの、2025年に複合循環による発電が増加した結果、電力セクターからの需要が増加したこと(31.7%増)によるものであった。

## **経営方針**

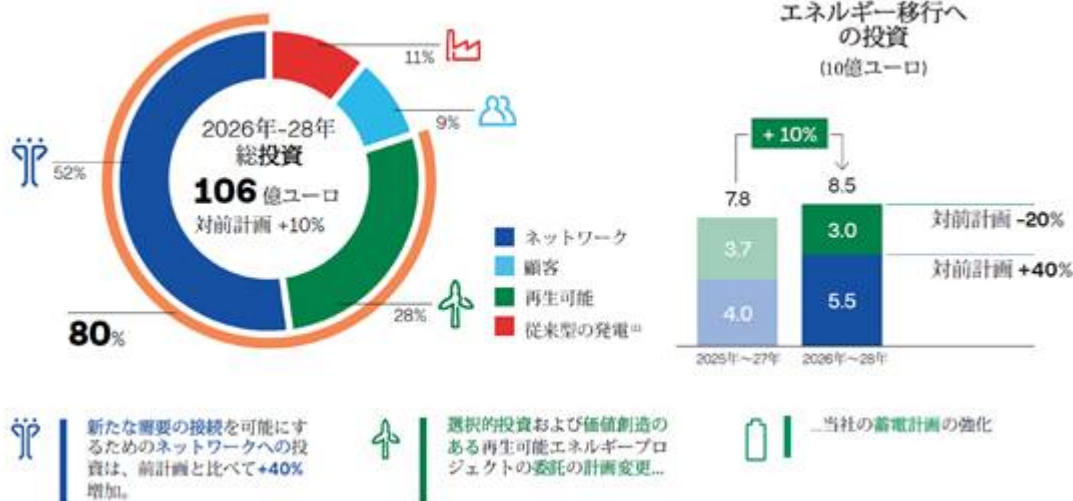
### 2026年-2028年戦略計画

2026年-2028年戦略計画は、機会を十分に活用して、現行のエネルギー移行過程に内在する課題に取り組むために策定されたものである。戦略の主軸として、同計画は、無排気発電技術に支えられたクリーンな電化への決定的な推進を中心に説明されている。このアプローチは、エネルギーセクターの課題に対応し、温室効果ガス(GHG)排気量の削減を通じて、より競争力があり、外部エネルギーへの依存度を減らすことでより確実な、そしてより持続可能であるモデルに向かって前進するにあたり重要な要素となる。

2026年から2028年にかけては、同計画は、当社のリスク・リターン特性を最適化し、すべてのステークホルダーにとっての価値創造を最大化することを目指して、前計画で掲げられた主要な戦略的方針の継続性を維持している。この戦略的な継続性により、安定性、企業ビジョンとの一貫性、ならびにエネルギー移行および持続可能な成長に関するエンデサの優先事項の規律ある実行が保証される。

2026年-2028年戦略計画は、新しいエネルギー情勢に完全に合致しており、より選択的で効率的な資本配分戦略を採用する必要性に対応している。同様に、それは、統合国家エネルギー・気候計画(INECP)において定められた主要な規模と目標を盛り込んでおり、これによりエネルギー移行に関する規制上の指針および各国のコミットメントとの一貫性が確保されている。

### 2026年～2028年 事業別総投資



≡ 従来型の発電の数値には、複合循環ガスタービン(CCGT)、原子力発電、平島外の領域(TNP)における発電、構造、サービス、調整などが含まれる。

さらに、エンデサは、欧州連合(EU)タクソノミーによって定められた報告義務を超えた行動の枠組みの中で、2026年-2028年戦略計画に、期間中の投資の80%を欧州連合(EU)タクソノミーに合わせるという目標を盛り込み、投資の少なくとも85%を、気候変動に関連する持続可能な開発目標(SDGs)のうちの一つを改善することに割り当てる。

同計画の資本割当プロセスのために定められた基準は、以下の行動方針に沿って構成されている。

#### 1) ネットワークへの投資

2026年-2028年戦略計画では、配電網の投資に5,500百万ユーロを割り当てる予定であり、とりわけ、コンポーネントの更新、スマートメーターフリートおよび遠隔監視・制御のアップグレード、ならびにネットワーク構造の最適化および中圧・低圧電線の遠隔操作の増加によるサービスの質の向上により、新たな接続、デジタル化および近代化への高まる需要に応えることを目指している。

これらの投資は、2026年から2028年までの間に計画された総投資額の約50%に相当し、前計画で計画されたネットワーク投資より40%多い。

この金額は、電力システムから報酬の対象となる投資について現在設定されている上限を超えている。しかしながら、これらの行動は、2026年から2030年までの「配電および配電網の投資プランを規制する国王布告」の草案に完全に沿ったものである。現行枠を超えた本計画を実行するためには、この国王布告の最終的な内容を承認し、行われた投資の報酬を全額保証することが不可欠となる。

このすべての重要な投資により、エンデサの規制された資産基盤は、期末には13%増の13,000百万ユーロに増加する。また、エネルギー損失は現状より約1パーセンテージポイント減少して9%に、中断時間は同計画の終了までに約11%短縮して40分となる見込みである。

## 2) 発電：より高価値の再生可能資産

2026年-2028年戦略計画において再生可能エネルギー開発のために計画された投資は、前計画より20%減少して3,000百万ユーロであり、これは主に、前年度には、2025年2月26日によく完了し、626MWの水力発電が追加された、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.の100%の買収の1,000百万ユーロの投資が含まれていたためである(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記8を参照のこと)。2026年から2028年の間、エンデサは、再生可能資産に投資する際には、今後数年間の需要の伸びに投資を適応させ、長期的な価値を生み出すプロジェクトに焦点を当てながら、引き続き選択的な方針を適用する。

この点に関して、2026年-2028年戦略計画には、主に、風力プロジェクトへの投資、風力・水力発電の容量リパリングプロジェクト、および電力市場における不可欠な柔軟性サービスを改善する貯蔵計画の策定が含まれている。

これらの投資により、1,900MWの新しい再生可能エネルギー容量が追加され、その80%は風力および蓄電技術に対応している。

エンデサは、この再生可能エネルギー投資に加えて、2026年から2028年までの間にその他の発電事業において、主に、原子力資産および複合循環プラントの維持、ならびに半島外の領域(NPT)の電力プラントの耐用年数を延長するために必要な投資のために、約1,200百万ユーロ(全体の11%)を投資する予定である。

## 3) 商業戦略：顧客基盤の回復

2026年-2028年戦略計画において顧客に割り当てられる投資は、2028年までに約900百万ユーロ(期中の投資計画の9%)に達し、主に、電化の促進、ならびに商業チャネルの強化、デジタル化の推進およびエネルギー移行から生じる、ますます高度化する要求に合わせた高価値の業務の提供による価値の高い顧客の長期的なロイヤルティの確保に焦点が当てられている。

この点について、MasOrangeとの提携は、商業戦略を強化し、顧客ロイヤルティを強化する包括的な提供である、Orangeブランドの通信ソリューション(ファイバー、モバイルおよびテレビ)を組み込むことにより、顧客への商業提供を強化するものである。

エンデサはまた、顧客との接点強化、顧客サービスの向上および地域における存在感を高めることを目的として、物理的なネットワークを大幅に拡大している。

その目的は、顧客基盤の拡大を取り戻し、2028年末までに自由市場で6.7百万契約に達することである。総販売電力量は、指数連動型販売とは対照的に、(主に住宅セグメントを対象に)固定価格販売に戦略的に再び焦点を当て、期末には85TWhに達する予定である。

## 重要な金融指標

財務面では、2026年-2028年戦略計画には、連結業績の経済指標の予測などが盛り込まれている。それに応じて、エンデサは、下記の前向きな展開を見込んでいる。

(単位：百万ユーロ)

経済指標	2028年予想	2025年
売上総利益 (EBITDA)	・ 2028年に6,200百万～6,500百万ユーロの範囲(年平均成長率4%)に達すると推定される。	5,756
純経常利益	・ 3年間の終わりには約2,500百万～2,600百万ユーロ(年平均成長率4%)となる見込みである。	2,351
純金融負債	・ 純金融負債は、投資と配当金支払いの増加により、14,000百万～15,000百万ユーロの間になる予定であり、堅調なキャッシュフローにより部分的に相殺される。	10,110

## 事業の見通し

電気部門は今後数年間、より持続可能で効率的な脱炭素化モデルへのエネルギー転換に関連する大きな課題に直面する。この文脈において、電気部門における経済的および規制的環境は非常に重要であり、市場参加者の投資、資金調達および経営上の意思決定を左右する。

スペインにおける電力需要は、経済活動の活発化、観光の回復、およびその効果が顕在化し始めている電化プロセスの進展に支えられる、2024年に始まった上向きの傾向を2025年においてもも定着させている。総電力需要は2.9%増加し、稼働日数および気温の影響を調整した場合は1.6%の増加となった。

今後数年を展望すると、市場コンセンサスは、この電力需要の成長傾向は継続し、さらにこの10年の終わりに向けて加速し、スペインは欧州平均の成長を上回ると予測している。この成長は、産業およびサービス部門における需要の段階的な電化、電気自動車の普及拡大、住宅分野におけるヒートポンプの導入増加、ならびにデータセンターおよび水素関連プロジェクトなどの新たな大口消費者の参入によって支えられる見込みであり、これらが系統に接続されることで、系統全体の電力需要を大きく増加させることとなる。

電力価格は前年をやや上回る水準で推移し、2025年の平均は65.2ユーロ/MWhとなり、前年の63.0ユーロ/MWhに比べて3.5%上昇した。スペインでは、2025年における再生可能エネルギーの浸透率が約60%に達するなど高水準であることから、日中の価格変動が大きく、これはすでに構造的な特徴となっている。取引日別に見ると、卸電力市場は2025年において、冬季の真っ只中である1月20日(月)に1日当たりの平均価格の最高値144.92ユーロ/MWhを記録した一方で、春季における再生可能エネルギーの高い発電量および週末特有の低需要と重なった4月19日(土)に年間最低値1.72ユーロ/MWhを記録した。

電力先物市場の予測によれば、今後2年間の電力価格は、現在のガス価格の影響を受け、およそ55ユーロ/MWh程度のより緩やかな水準になる見通しである。現在のガス価格は、冬の入りが見通しで需要が低いという状況下でガス価格が2020年以来の最低水準にあり、2026年に世界的な新規液化能力(LNG)の段階的増加によりさらに供給が増加することへの期待、およびロシアとウクライナの間での和平合意が成立し、ロシア産ガスがパイプラインを通じて欧州へ再び供給される可能性があるとの見通しも背景となっている。既に2026年1月には、進行中の政治的变化を受けてベネズエラが原油およびガスの輸出を拡大する可能性が、国際エネルギー市場に反映され始めている。この供給拡大の可能性への期待は、今後数年のガス先物価格にも下押し圧力を与えており、その結果、同期間における推定電力価格も下方修正されている。

2025年は、プール価格に関連する補助サービスのコストが高水準であったことも特徴であり、4月28日に半島で発生した停電を受けて系統運用者が実施した運用強化の結果として、当該コストは本年において過去最高水準を記録した。これら調整サービスのコストは年末時点で16.4ユーロ/MWhとなり、前年を41%上回り、本年におけるエネルギー取引会社の業績に悪影響を及ぼした。市場コンセンサスによる予測では、今後数年間にわたり当該コストは段階的に緩和すると見込まれているものの、系統運用者であるRed Eléctrica de España, S.A.(REE)は、システムが極端な状況に対応できることを確保する他の制御措置が有効化され試験を受けるまで、この運用を維持することを確認している。このため、最終的な電力コストに対する上昇圧力は、引き続き消費者に及ぶこととなる。

マクロ経済の分野では、欧州委員会、スペイン銀行および経済協力開発機構(OECD)を含む主要機関の予測によれば、スペインの2025年の経済成長率は2.6%から2.9%の範囲となり、2024年(+3.5%)からは減速するものの、ユーロ圏平均を上回る見通しである。

2026年の成長率は1.8%から2.4%の間で、2027年には1.6%から2.0%に落ち着くと予想されている。この成長の主な牽引要因は引き続き国内需要、観光および欧州連合(EU)の次世代EU基金の実行であり、2026年は、回復計画のすべてのマイルストーンが8月までに達成されなければならないことから、重要な年となる。主なりスクには、地政学的緊張、保護主義的な関税政策、およびスペインの主要な欧州貿易相手国の経済的脆弱性が含まれる。

最後に、欧州連合(EU)の金融政策は、引き続きスペイン経済に対する純粋な下支え要因となることが見込まれている。2025年12月18日に欧州中央銀行(ECB)が金利を2%に据え置いた水準から、追加的な利下げは見込まれていないものの、2024年および2025年に実施された利下げの波及効果により、経済、特に投資は引き続き恩恵を受ける見通しである。

今後数年間にエンデサが事業を行う規制環境に関しては、エンデサが参加する2つの規制事業、すなわち電力配電事業および半島外発電事業に適用される規制見直しプロセスを強調する価値がある。配電事業については「CNMC」が、半島外発電については環境移行・人口課題省(MITECO)が報酬パラメータの方法論的更新および見直しを定めており、これらは2026年から2031年の期間において、両事業の経済的枠組みに直接影響を及ぼすこととなる。

規制枠組みについては、「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) 事業の概観 規制枠組み」に記載している。

## 2【サステナビリティに関する考え方及び取組】

「3 事業等のリスク」を参照のこと。

### コーポレートガバナンス

エンデサは、コーポレートガバナンスおよび企業倫理における最先端のプラクティスを体現する一連の社内規則を有しており、その管理組織および専門家の全てのメンバーが法令を遵守することを確保している。

### 取締役会

取締役会は、法律および定款に基づく当社の最高管理組織であり、最高代表機関である。

取締役会は、当社を運営、指揮、管理および代表する最も広範な権能および権限を付与されている。取締役会は、原則として、当社の日常的な管理を委任される管理組織に委任し、全般的な監督、ならびに当社およびそのグループ会社にとって重要な事項への対応に重点を置いて活動する。

### 持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会

持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会は、とりわけ、社会的行為の戦略に関連するすべての環境、持続可能性、人権および多様性に関する事項、ならびに当社のコーポレートガバナンス戦略の範囲に関して取締役会に助言し、これらを監視することを主な役割としている。いずれの場合も、取締役会は、法律、定款または取締役会規則によって他の機関に留保されていない他の権限を、持続可能性およびコーポレートガバナンス委員会に委譲することができる。

### 長期ビジョン、2040年までの完全な脱炭素化

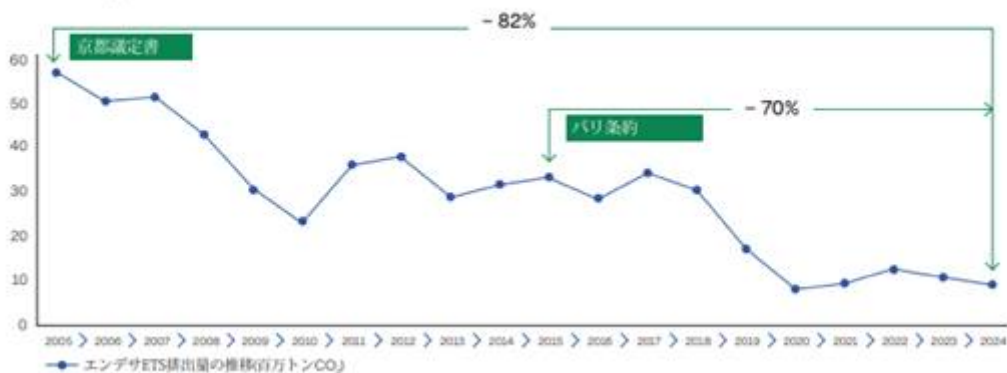
戦略の見直しに伴い、環境持続可能性に向けた明確な道筋へのエンデサの取組みを横断的に再確認した。再生可能エネルギーのみを基盤とする発電および販売モデル、ならびに需要の電化の進展を背景として小売ガス事業から完全に撤退することによって、2040年までに排出量のネットゼロを達成するという目標は、依然として完全に有効である。

2040年にネットゼロ企業となることに向けたロードマップは、産業化以前の水準に比べて、世界の気温を最大1.5 上昇に抑えることを目指し、直接排出量および間接排出量の両方の削減を目指す行動を組み込んでいる2015年のパリ協定に完全に沿ったものである。

この文脈において、下表は、エンデサが2025年度をどのように終えたかについて、2005年に京都議定書が発効してからの発電に関連する累計排出削減量の82%、および2015年にパリ協定が採択されてからの累計排出削減量の70%とともに示したものである。

2040年までに完全な脱炭素化を達成するという目標には、石炭事業の完全な停止が含まれる。特に、現在、年間最大500時間に稼働が制限されているマヨルカ島のAlcudia火力発電所において稼働中である2基の発電設備(241MW)について、段階的な閉鎖を想定している。閉鎖は、電力供給の安全性が確保されることを条件として、可能な限り早期に実施される。いずれにしても、最終的な閉鎖時期は、承認を付与する前にエネルギーシステムの十分性および安全性を評価する責任を負う関係当局から、必要な認可を取得することを条件としている。

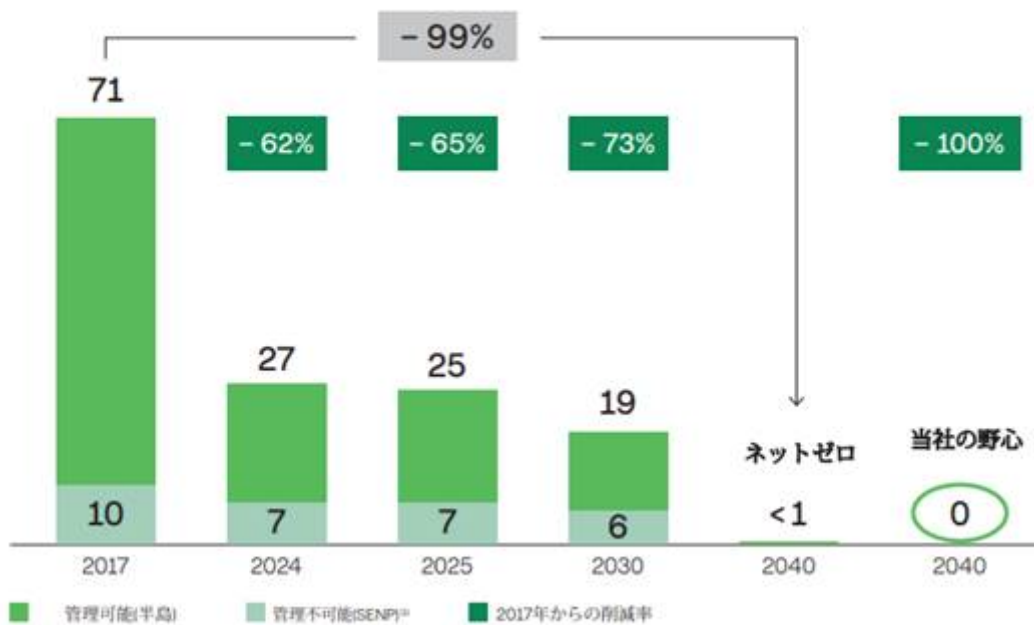
### エンデサETS排出量の推移 (百万トンCO<sub>2</sub>)



### 2040年までの完全脱炭素化

#### 絶対総排出量

(スコープ1、2および3、CO<sub>2</sub>換算百万トン)



\*\* SENPI: 非本土系統

気候変動



エンデサは、当該重要課題にどのように影響するかを説明するため、実在の、または潜在的なプラスおよびマイナスの影響、ならびにリスクおよび機会(IRO)を特定することにより、気候変動に関する情報を提示している。

具体的には、気候変動に関連する重大なプラスの影響を最適化し、重大なリスクおよび機会を管理することを目的として設定された目的、実施した施策およびその成果について詳細に記載している。

以下の表は、本テーマにおいてエンデサに適用される重要な影響、リスクおよび機会(IRO)について、その種類、定義、目的、関連方針および関連するバリューチェーンの段階とともに記載している。

気候変動に関する重大な影響、リスクおよび機会(IRO)の表

影響、リスクおよび機会(IRO)の種類	サブテーマ	下位テーマ	定義	目的	関連方針	バリューチェーン
プラスの影響	気候変動の緩和 <sup>(1)</sup>	-	都市(スマートシティおよび公共照明など)、事業(エネルギー効率、需要対応など)および個人(住宅および集合住宅におけるエネルギー効率など)向けに、電化のための解決策および技術を導入することにより、消費の電化を支援すること。	顧客向けサービスの創出を目的とした投資 需要管理	自然管理方針 持続可能性方針	下流活動
		-	排出量ゼロのエネルギーミックスを促進するための投資を通じて、エネルギー移行および低二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出技術を推進すること。	設置済再生可能エネルギー設備容量(正味)	自然管理方針 持続可能性方針	自社事業
		-	再生可能エネルギーの導入および電化の進展を通じて、エネルギーコストを削減すること。	再生可能エネルギー源からの発電	自然管理方針 持続可能性方針	自社事業 下流活動
		-	PPA <sup>(2)</sup> およびGdO <sup>(3)</sup> を通じて最終顧客に再生可能エネルギーを販売し、ゼロエミッション経済を促進すること。	最終顧客向けガス販売による絶対排出量	自然管理方針 持続可能性方針	上流活動
		-	PPA <sup>(2)</sup> およびGdO <sup>(3)</sup> を通じて最終顧客に再生可能エネルギーを販売し、ゼロエミッション経済を促進すること。	発電および第三者からの購入によるスコープ1および3の特定の温室効果ガス(GHG)排出量	自然管理方針 持続可能性方針	下流活動

気候変動に関する重大な影響、リスクおよび機会(IROs)の表

影響、リスクおよび機会(IRO)の種類	サブテーマ	下位テーマ	定義	目的	関連方針	バリューチェーン
マイナスの影響	気候変動の緩和 <sup>(1)</sup>	-	稼働中の火力発電所からの二酸化炭素(CO2)排出量。	発電によるスコープ1の特定温室効果ガス(GHG)排出量	自然管理方針	自社事業
				本土発電(操業管理)によるスコープ1の特定の温室効果ガス(GHG)排出量	持続可能性方針	
リスク	気候変動への適応 <sup>(2)</sup>	-	気候変動による極端な気象事象(サイクロン、干ばつ、洪水、暴風雨、熱波および火災)により、エネルギー発電および配電設備ならびに支援インフラが損傷を受け、またはその効率が低下し、その結果、設備能力の低下、一時的な停止または全面的な停止が生じること。	(5)	自然管理方針	自社事業
機会	気候変動の緩和 <sup>(3)</sup>	-	エネルギー移行および関連技術の開発を加速させるため、許認可手続の簡素化を含む、公的機関による新たな迅速かつ効果的な政策、規制および措置。	(6)	自然管理方針 持続可能性方針	自社事業
	気候変動への適応 <sup>(2)</sup>	-	再生可能エネルギー発電の拡大、蓄電および電化(例えば、データセンターを含む。)を含む、クリーンで柔軟かつ統合されたエネルギーサービスに対する電力需要の増加により、市場の拡大およびビジネスモデルの革新を可能にすること。	(7)	自然管理方針 持続可能性方針	自社事業
気候変動への適応 <sup>(2)</sup>	-	正確な気象分析ならびに資源利用可能性およびガス・電力需要の予測を通じて、短期および中期の発電ポートフォリオを効果的に管理し、経営上の意思決定を支援すること。	(8)	自然管理方針 持続可能性方針	上流活動	

- (1) 影響、リスクおよび機会(IRO)の種類：実在。
- (2) 影響、リスクおよび機会(IRO)の種類：潜在的。
- (3) 電力購入契約(PPA)。
- (4) 原産地保証(GdO)。
- (5) 当社は、正確な指標を定義することの複雑さにより、本リスクについて具体的かつ定量的な指標を有していない。ただし、本リスクは、2026年-2028年戦略計画に記載された発電設備および配電設備への計画的な投資を通じて管理および低減されている。
- (6) 当社は、正確な指標を定義することの複雑さにより、本機会について具体的かつ定量的な指標を有していない。ただし、本機会は、規制変更を促進するための機関との協働イニシアチブを通じて管理されている。
- (7) 当社は、正確な指標を定義することの複雑さにより、本機会について具体的かつ定量的な指標を有していない。ただし、本機会は、基本製品ラインアップの中でこれを特定することにより対応されている。
- (8) 当社は、正確な指標を定義することの複雑さにより、本機会について具体的かつ定量的な指標を有していない。ただし、本機会は、2026年-2028年戦略計画に記載された発電設備への計画的な投資および投資配分の最適化を通じて対応されている。

自社の人員



エンデサは、当該重要課題にどのように影響するかを説明するため、実在の、または潜在的なプラスおよびマイナスの影響、ならびにリスクおよび機会(IRO)を特定することによって、自社の人員に関する情報を提示している。具体的には、自社の人員に関連する重大なマイナスの影響を防止または緩和し、重大なプラスの影響を最適化することを目的として、設定された目標、実施された施策およびその成果について詳細に記載している。

以下の表は、本テーマにおいてエンデサに適用される重大な影響、リスクおよび機会(IRO)について、その種類、定義、目的、関連方針ならびにそれらが関連するバリューチェーンの段階とともに記載している。

**自社スタッフに関する重大な影響、リスクおよび機会(IROs)の表**

影響、リスクおよび機会(IRO)の種類	サブテーマ	下位テーマ	定義	目的	関連方針	バリューチェーン
プラスの影響 <sup>(1)</sup>	労働条件	衛生および安全性	自社の労働者および請負業者に対する適切な安全文化の醸成および適切な管理を推進すること。	事故の総合頻度率(AFR)の低減	労働衛生および安全性(OHS)方針	上流活動 自社事業
	すべての者に対する平等な取扱いおよび機会	研修および技能の開発	事業成長および持続可能性の課題を支援するため、特定の技能向上および再教育プログラムによって、企業および雇用可能性のための新たな技能、新たな資格および/または新たな機能的役割の開発を促進すること。	従業員研修の促進	「学習プロセス OP2870」 VI包括団体協約	自社事業
マイナスの影響 <sup>(1)</sup>	すべての者に対する平等な取扱いおよび機会	多様性	地域の規制が適用される場合に企業が不十分な方針を採用していることによって、多様性が十分に評価されていないこと。	女性管理職	多様性およびインクルージョン方針	自社事業
				女性中間管理職	エンデサの取締役会構成員候補者の選定方針およびその構成員の多様性に関する方針	
				女性管理職 + 中間管理職	VI包括団体協約	

(1) 影響、リスクおよび機会(IRO)の種類：実在。

### 3 【事業等のリスク】

#### 一般的リスク管理および統制方針

エンデサの一般的リスク管理および統制方針に関する主な側面は、以下のとおりである。

一般的リスク管理および統制方針	説明
主な内容	<p>一般的リスク管理および統制方針は、目標の達成に影響を及ぼす可能性があるすべての種類のリスクの管理および統制に関する基本原則および一般的な枠組を策定し、当該リスクが、設定されるリスクのレベルの範囲内で、体系的に特定、分析、評価、管理および統制されることを確実にする。一般的リスク管理および統制方針は、偶発債務リスクおよびその他の連結財政状態計算書に記載されていないリスクを含む、財務的か非財務的かを問わない、当社が直面する様々な異なる種類のリスク(運営上、技術上、法的、社会的、環境的、政治的および風評リスクならびに腐敗に関連するものを含む。)を特定する。</p>
範囲	<p>一般的リスク管理および統制方針は、Endesa, S.A.の取締役会が受け入れ可能なリスク水準を正確に定義することを可能にする範囲の戦略的、組織的および業務上の行為を導き、指示することを目指している。当該方針により、様々な事業ライン、職員および業務の機能の管理者が、当社の収益性を最大化し、その純資産を保全または増加させ、これらの目標を達成する確実性を確保することができる。また、当該方針は、不確実な事象および将来の事象が設定された収益性の目標の達成、その事業運営、持続可能性、回復力または評判に長期にわたって悪影響を与えることを防ぎ、適切な水準の保証を株主に提供し、その利益、ならびに顧客および他の利害関係者の利益を保護する。</p>
特定された潜在的リスクを管理および軽減するための原則	<p>当社に影響を与える全ての関連リスクの特定、数値化、軽減および報告を継続的に実施する枠組み、人員、リソースおよびシステムの存在。</p> <p>様々な部門およびリスク管理システムの間での調整メカニズムとともに、十分な職務の分離を確保する。</p> <p>リスクは、エンデサの戦略、目標および重要な価値基準と一貫したものでなければならず、取締役会が設定した目的および限度にリスク水準を確実に整合させなければならない。</p> <p>統合的な視点からリスク管理および統制を最適化し、それぞれのリスクの個別管理を優先する。</p> <p>ヘッジ、移転、軽減メカニズムの適切性および市場のベストプラクティスの適用を確保するためのヘッジ、移転および軽減メカニズムの継続的な評価。</p> <p>事業が準拠する規則に従って事業運営が実施されていることを確保するための、税務規定を含む現在の規制の継続的な見直し。</p> <p>規制遵守、コーポレート・ガバナンス、ならびに犯罪リスクおよび贈収賄防止のための規定、特に倫理規程および腐敗行為に関するゼロトレランス計画に特に重点を置いた、社内規則の尊重および遵守。</p> <p>安全はエンデサにとって一番の価値であり、すべての行為は、エンデサで働く人々の健康および安全を常に守らなければならない。</p> <p>持続可能な発展、効率性、環境および人権の尊重へのコミットメント。</p> <p>ロイヤルティおよび透明性の原則に基づく関係性の枠組み内において株主の皆様へに収益性を提供するための、利用可能なリソースの責任ある最適化。</p>
具体的なリスク方針	<p>本方針は、事業ライン、スタッフおよびサービス機能の他の特定のリスク方針、ならびにそれぞれにおける最適なリスク管理のために設定された制限と併せて策定され、補完されている。</p> <p>本方針は、本システムの中核を成す要素であり、これを基礎として、「税務リスク統制および管理方針」ならびに「犯罪および贈収賄防止リスク防止方針」などの他の個別文書および方針が派生している。これらの方針はいずれもEndesa, S.A.の取締役会により承認されており、リスクおよび統制の区分を定義するものである。</p>

---

<b>従業員の参加</b>	企業が晒されるリスクの統制および管理に対する関心の高まり、ならびに包括的な視点からそれらを特定することの複雑化を踏まえると、すべてのレベルの従業員がこのプロセスに参加することが重要である。この点について、従業員が市場リスクの特定および緩和措置の提案に貢献することができるリスク・メールボックスが設置されており、これにより、既存のトップダウン型のリスク統制および管理システムならびに倫理違反、犯罪リスク、税務リスクおよび職業上のリスクに関して連絡を行うための個別のメールボックスおよび手続を補完している。
<b>方針の参照</b>	本方針の詳細については、エンデサのウェブサイトである <a href="https://www.endesa.com/es/accionistas-e-inversores/gobierno-corporativo/politicas-corporativas">https://www.endesa.com/es/accionistas-e-inversores/gobierno-corporativo/politicas-corporativas</a> に掲載されている。

---

一般的リスク管理および統制方針は、内部統制およびリスク管理制度により実施され、内部統制およびリスク管理制度は、組織、原則、規制枠組みならびにリスク管理および統制プロセスにより構成される。

**内部リスク統制および管理システム** 説明

**原則**

- ・ 内部統制およびリスク管理制度は、第一に、エネルギーセクターまたはリスク管理で参照されるセクターにおける現在のベストプラクティスを用いた、リスク特性の継続的な評価に基づくモデルに従う。これは、同一の種類のリスクの測定の一貫性の確保、ならびにリスク管理者およびリスク統制者の分離の維持に焦点を置く。内部統制およびリスク管理制度は、第二に、引き受けられるリスクと Endesa, S.A. の取締役会が定める目的の間で適切なバランスを常に維持しつつ、引き受けられるリスクと事業の運営に必要な資金の間の整合を確保する。
- ・ 当社のリスク管理および統制モデルは、3つの防御モデルに基づく方法に従う国際基準と整合している。

**組織**

- ・ 内部統制およびリスク管理制度は、職務の適切な分離を確保する、独立したリスク管理および統制機能により実施される。当該リスク統制プロセスにおける主な管理組織は、以下のとおりである。
  - ・ **リスク委員会**：特に税務リスクを含むすべてのリスク(ただし、犯罪的性質のリスクおよび内部統制システム(ICRS)に関連するリスクを除く。)の管理および監督を監視し、自らの審議の結果および結論を監査および法令遵守委員会(ACC)に報告する。
  - ・ **透明性委員会**：透明性委員会は、最高経営責任者が議長を務め、経営管理委員会のメンバー全員、ならびに財務および非財務情報の作成、検証および開示に直接関与しているエンデサ経営陣の他のメンバーを含む、エンデサの主な幹部によって構成される。その主な目的は、財務および非財務情報の一般的原則(秘密性、透明性、一貫性および責任)の遵守および正確な適用を確保し、外部に伝達される事実、取引、報告またはその他の関連する側面を評価し、公開情報の提示に関する方法および期間を決定することである。また、透明性委員会は、情報の外部への開示に関するICRSの統制ならびに内部統制および手続の遵守および有効性についての結論を評価するエンデサの管理組織であり、この点に関して是正または防止行為を策定する。透明性委員会の結論は、ACCに報告される。
  - ・ **犯罪および贈収賄モデルの監視委員会**：ACCによって直接的に監督される、犯罪リスクに関連する主導権および統制の自主的な権限を有する合議制の組織である。当該委員会は、エンデサが刑事上の責任を負う可能性がある犯罪のリスクの防止に関するモデルの遵守および更新を監督する。

**規制システム**

- ・ 一般的リスク管理および統制方針は、内部統制およびリスク管理制度を、規則、手続、管理および情報システムを相互に結合した制度であると定義する。その中で、全体的なリスクは、様々なエクスポージャーおよびその区分の間の軽減効果を考慮に入れて、エンデサが晒されているすべてのリスクの全体像に起因するリスクと定義され、これによって様々なエンデサのユニットおよびその評価のリスク・エクスポージャーの統合、ならびにリスクおよび資本の適切な利用に関する意思決定について対応する管理情報の準備が可能となる。

## リスク統制および管理プロセス

- ・ リスク統制および管理プロセスは、様々なリスクの特定、評価、監視および継続的管理によって構成され、エンデサが晒される主要なリスク(内在的(内部的要因による)か外在的(外部的要因による)かを問わない。)を網羅する。
  - ・ **特定**：目的は、目標の達成を妨げる、損なう、または遅らせる可能性のある事由に基づいて、リスク表を作成することである。当該特定には、その発生源が組織の管理下にあるかどうか、またはそれが管理不能な外部要因によるものかどうかにかかわらず、リスクを含める必要がある。
  - ・ **評価**：目的は、その後の優先順位付けに関してすべてのリスクの経済的影響および評判への影響を測定するために利用可能なパラメータを取得することである。この評価には、シナリオの評価ならびに影響および発生可能性の評価分布からの潜在的損失の推計など、リスクの特性に応じた様々な方法が含まれる。
  - ・ **フォローアップ**：目的は、リスクを監視し、設定された許容度の範囲内にリスクを留めることを可能にする管理メカニズムを策定し、また、適切な管理措置を講じることである。
  - ・ **管理**：目的は、最適な水準にリスク水準を調整し、いずれの場合も設定された許容度を尊重することを目指す措置を実施することである。

リスク管理およびデリバティブ金融商品に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記43および45に記載されている。

コーポレートガバナンスに関する年次報告書は、セクションEの「リスク統制および管理システム」におけるEndesa, S.A.のリスク統制および管理システムについて記載しており、連結経営報告書の不可欠な部分を構成している。

## リスク区分

エンデサは、自らが晒されているリスクを6つの区分に分類する。すなわち、戦略、金融、オペレーショナル、コンプライアンス、コーポレートガバナンスならびに文化およびデジタル技術関連である。

リスク一覧は、管理プロセスに関与する当社のすべての分野に関する参考資料である。共通の言語を採用することで、エンデサ内におけるリスクのマッピングおよび組織的な提示が容易になり、当社のプロセスおよび経営に関わる組織上のユニットの職務に影響を与えるリスクを特定することが可能になる。

エンデサの事業に影響を及ぼす可能性のあるリスクは下記の「主要なリスクおよび不確実性」に記載されている。

## リスク管理および統制

エンデサでは、リスク管理および統制プロセスを実施し、様々なリスク・エクスポージャーとリスク区分の間の緩和効果、ならびにリスクおよび資本の最適な利用に関する意思決定について対応する管理情報を考慮に入れ、エンデサが直面しているすべてのリスクの全体像を把握できるようにしている。

リスク委員会は、すべてのリスク(特に税務リスクを含み、犯罪的性質のリスクおよびICRSに関連するリスクを除く。)の管理および監視を監督する。リスク委員会の責務および頻度の詳細は以下のとおりである。

リスク委員会	説明
責務	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ リスク戦略の立案およびその管理に関する重要な意思決定に積極的に従事すること。</li> <li>・ 当社に影響を及ぼす関連するリスクを特定、管理および適切に数値化することにより、リスク管理および統制制度が効果的に運用されることを確保すること。</li> <li>・ 内部統制およびリスク管理システムがリスクを効果的に軽減することを確保すること。</li> <li>・ 上級経営陣の戦略的リスク管理および統制に関する決定への関与を確保すること。</li> <li>・ エンデサの取締役会に対し、現在および予測されるリスク・エクスポージャーの総合的見解を定期的に提供すること。</li> <li>・ リスク管理ユニットおよびその管理について責任を有するユニットの連携を確保すること。</li> <li>・ リスクが、すべての決定において、またエンデサのすべてのレベルにおいて、一要因としてみなされる文化を促進すること。</li> </ul>
頻度	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ リスク委員会は、少なくとも四半期ごとに招集され、エンデサのリスク・エクスポージャーに関連する主要な結果および結論を分析し、リスクの管理およびモニタリングを監督する。その議論の結果および結論は、エンデサのACCに送られる。</li> <li>・ さらに、リスク委員会は、主要なリスクモニタリング指標、ならびにリスク管理および統制における重大な事象に関する情報を定期的に受領する。当該委員会のメンバーは、例外的または重要な取引の場合、潜在的リスク管理戦略を承認または提案するために当該委員会を招集することができる。</li> </ul>

リスク統制部門は、内部統制およびリスク管理システムの手続および基準を定める業務をリスク委員会によって委託されている部門である。これは、その責任の範囲内においてエンデサに影響を及ぼすすべてのリスクが一貫的かつ定期的に特定され、分類され、数値化され、効率的に管理されることを確保すること、ならびにリスク・エクスポージャーおよび実施される統制活動を監視するためである。リスク部門の主な側面は以下のとおりである。

リスク部門	説明
主な内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 社内手続および業務指示に従って、リスク統制部門は、その範囲内におけるリスクに関して、以下の文書の作成を担当している。           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>リスク選好度枠組み</b>：これは、主要なリスク指標、許容可能とみなされるリスク水準ならびに管理および軽減メカニズムを特定するものであり、当該枠組みは、Endesa, S.A.の取締役会によって承認される。</li> <li>・ <b>リスクマップ</b>：これは、関連するリスクの優先付けされた見解を提供し、Endesa, S.A.の取締役会によって承認される。</li> <li>・ <b>監視報告</b>：これは、設定された限度の遵守およびリスクに対応するための軽減措置の有効性を保証し、その結論は、定期的に監査および法令遵守委員会(ACC)に伝達される。</li> </ul> </li> </ul>
その他の部門および委員会との関係	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ リスク統制部門は、その職務を実行するため、特定かつ補完的なリスク統制・管理モデルおよび方針を有する他の部門および委員会に依拠する。そのため、例えば、税務事項において、Endesa, S.A.の取締役会は、税務ユニット、およびその職務がエンデサの税務に影響を与える組織の様々な部門の管理者が、税務リスクの統制および管理に関してエンデサの税務戦略によって確立された目標を達成できるようにするための一連の戦略的、組織的および運用上の行動を指導および指示することを目的とした税務リスクの管理および統制に関する方針も承認した。</li> </ul>

内部リスク統制および管理職務の遂行を評価したPwCの最新の報告書によれば、エンデサは、適用可能なベストプラクティスに最も近い上場会社の1つであり、電気部門の会社の1つである。この評価は、ACCによって選定された独立した外部の当事者により、内部リスク統制および管理職務の遂行の評価が定期的に行われなければならないとするACCの規則の規定を遵守している。

### 報告に関する内部統制システム(ICRS)

上場会社が市場に開示する財務、非財務および持続可能性情報の質と信頼性は、市場が当社に付与する価値に大きく影響する、当社の信頼性の基本的な要素である。不正確または質の低い情報の開示は、当社の価値の重大な低下を引き起こし、その結果、株主に損害を与える可能性がある。

財務および非財務および持続可能性情報の報告に関する内部統制システム(ICRS)は、当社の内部統制の一部であり、それによって当社が内部および外部の財務、非財務および持続可能性情報の信頼性に関して合理的な保証を提供する包括的な一連のプロセスから構成されている。

エンデサの内部統制ユニットは、エンデサが内部および外部に開示する財務および非財務/持続可能性情報が信頼でき、適切であることを合理的に保証するための要素と考えられる、ICRSの最も重要なプロセス、活動、リスクおよび統制を特定する責任を負う部門である。

エンデサのICRSを含むプロセスの文書には、財務、非財務および持続可能性情報の作成およびその後の開示(その承認を含む。)に関連する活動に関する詳細な説明が含まれており、以下を基本的な目的として作成された。

---

## 基本目標

---

- ・ 情報の生成に直接的かつ間接的に関わる重要なプロセスの特定。
  - ・ 財務報告の重大な誤り(典型的には、完全性、妥当性、認識、削除、計測および表示に関連する。)を生じさせる可能性のある当該プロセスに内在するリスクの特定、または(2024年からは関連性、忠実な表現、比較可能性、検証可能性および理解可能性などの属性に特に関連した)非財務および持続可能性情報における重大な誤りの特定。
  - ・ 当該リスクを軽減するために確立されている統制の特定および分類。
- 

2025年、エンデサのICRSは、84のプロセスから構成された。その中で、関連する全社統制を考慮すると、1,700を超える統制活動(統制としても知られる。)がある。さらに、190を超える情報技術に関連する統制活動(ITGC)がある。

プロセスについて、エンデサは、全ての企業に共通する以下の11の事業サイクルを特定した。

---

## 事業サイクル

---

1. 固定資産
  2. 決算
  3. 資本投資
  4. 金融
  5. 棚卸資産
  6. 人件費
  7. 調達サイクル
  8. 収益サイクル
  9. 購買サイクル
  10. 税金
  11. サステナビリティ
- 

企業報告は、当社のすべての社内および外部のステークホルダー(株主、投資家、金融機関、監督機関、市民団体、供給者、顧客など)とのコミュニケーションの重要な機能であり、さまざまな情報源からの情報に基づいている。実際には、多かれ少なかれ、エンデサのすべての組織ユニットが、企業報告プロセスと関連する情報を提供している。そのため、情報の透明性および正確性の目的の遵守は、それぞれの行動分野において、エンデサを構成するすべてのユニットの責務である。この全部門によって共有される責任は、まさにICRSの機能の土台の1つとなっている。

内部統制モデルに関するすべての情報は、内部統制ソフトウェアツールである「SAP-GRC-PC」で文書として提供される。各統制活動の責任者は、プロセスオーナーによって任命され、6か月ごとの自己評価を実施する責任を負う。

エンデサの内部統制ユニットは、プロセスおよび統制の責任者に必要な支援を提供し、評価プロセスの適切な展開を保証する。

ICRS評価プロセスには以下が含まれる。

---

## 行動

---

- 以下の段階を含む**内部統制システムの認定**
    - それぞれの担当者によって実施される、統制活動の自己評価、管理統制、職務統制の分離およびアクセス統制。
    - 当社の階層構造を通して上申され、CEOによる最終的な承認に至る、関連する様々な組織ユニットの長による承認。上記の段階は、内部統制ユニットにより継続的に監視および支援される。
  - エンデサの報告に関する内部統制システム(ICRS)の最も関連性の高い統制の代表的事例の設計および運営について監査総局の調整の下で**独立した専門家が実施する検証**
- 

ICRS認定の結果および独立した専門家が実施する検証の一環として得られた結果は、内部統制ユニットが透明性委員会ならびに監査および法令遵守委員会(ACC)に提出した報告書に記載されている。

検出された不備は、財務書類への潜在的な影響に応じて、次の3つに分類される。

---

## カテゴリー

---

(重大ではない)統制の不備

---

重大な不備

---

重要な欠陥

---

ICRSによって検出されたすべての不備は、それぞれを是正するための特定の行動計画の実施をもたらす。内部統制ユニットは、ICRSで検出された欠陥について、その最終決議まで透明性委員会およびACCに報告する。

また、ACCは、内部統制ユニットからの報告に加えて、ICRSの信頼性および確実性の水準に関する監査総局からの報告を受け、該当する場合には、改善措置の提案を受ける。

また、2017年以降、エンデサのACCは、毎年、独立した専門家を雇い、エンデサのICRSの運営と有効性について包括的な評価を行っている。この評価の結果は、報告期間末のACCの会合において、独立した専門家により提示される。

## エンデサの犯罪および贈収賄防止モデル

エンデサは、自らの企業責任の持続可能な遂行は、すべての意思決定プロセスにおける事業倫理の点で優れていることを常に追求する必要があると認識しており、それは、この分野における最も先進的な国家的および国際的な基準、慣行および原則の厳格な遵守が事業活動の基礎の1つである企業環境において理解されなければならない。

犯罪行動の予防の点では、スペイン刑法に関する11月23日付基本法1995年第10号を改正した6月22日付基本法2010年第5号は、法人に適用される違反を含むだけでなく、これらを防止し、発見するための監督および管理措置を策定する必要性にも言及する。この法的体制は、法人が犯罪の防止および発見の分野における自らの努力を証明することを可能にする統制および管理制度に関する要件を詳述する、3月30日付基本法2015年第1号により改正された。刑法に関して11月23日付基本法1995年第10号を再度改正した2月20日付基本法2019年第1号は、財務およびテロリズム分野において欧州連合(EU)指令を置き換え、国際的な性質の問題に対処した。さらに直近では、ジェンダーフリーの包括的な保証に関する2022年9月6日付基本法2022年第10号が、法人の刑事責任の特定の面を改めて修正した。

これらの法的要件に即して、エンデサは、犯罪行為の発見および防止の分野に関する十分な管理および統制制度の必要性を一貫して満たしてきた内部規則および方針で構成される「犯罪防止および贈収賄防止管理システム」を策定した。「エンデサの犯罪防止および贈収賄防止管理システム」の適切な実施は、監督委員会を通じてACCによって委任された権限として検証するとともに、さまざまな外部認証も遵守している。

エンデサは、従業員に対して腐敗防止の方針と手続に関する研修を提供している。

犯罪防止および贈収賄防止管理システムの一環として、エンデサは情報チャネルを有しており、当該チャネルを通じて、特に犯罪リスク防止および贈収賄防止に関連する違反の報告がなされる。2025年、エンデサは、倫理規程に適切に沿ったすべてのプロセスを完全に遵守した。

倫理規程違反について様々な当事者から受領した、報告された事実についての情報は以下のとおりである。

	数		Chg. (%)
	2025年	2024年	
潜在的な違反の情報チャネルを通じて受領された、報告された事件合計 <sup>(1)</sup>	29	23	26.1
証明された違反	6	5	20.0
腐敗および/または詐欺に関連するもの <sup>(2)</sup>	4	1	該当無し

(1) 連結経営報告書の報告日現在、調査段階にあり、未了となっている申立ては5件存在する。

(2) これらは、当社に対する詐欺事案である。

## 主要なリスクおよび不確実性

エンデサの事業活動は、脅威がますます複雑かつ相互に関連する環境下で行われており、技術的要因、地政学的要因および社会的要因が結びつくことでその影響が増幅されるとともに、事業運営および経済的業績の推移に影響を及ぼす可能性がある外部に発生源のある要因が存在している。

ヨーロッパにおける地政学的な緊張、中東の紛争、アメリカと中国間の関税に関連する緊張および現在のマクロ経済環境により、エンデサは不確実性に対処しなければならず、その事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場の経済状態の悪化、ならびに規制環境により、影響を受ける可能性がある。

その結果、現在、特定のリスクについて重要性が高まり、他のリスクはより不安定になった(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)

現在の状況では、電力セクターにおける規制の変更、米国の関税政策の不確実性、一時的な財政措置など、管理が困難で不確実性を伴うリスクがあり、戦略計画の目標の達成に対する圧力が高まる可能性がある。

さらに、現在の地政学的状況はサイバー攻撃へのエクスポージャーを高めている一方、人工知能(AI)は、より高度化した攻撃、信憑性のある誤った情報の拡散およびその誤用に起因する脆弱性を通じて、これらの脅威を一層増幅させている。

## エンデサに影響を及ぼす主要なリスクの詳細

エンデサの事業運営に影響を及ぼす可能性がある主なリスクは次のとおりである。

区分	セクション	リスク	定義	基準	重要度 <sup>(3)</sup>
戦略上のリスク	a.1、a.2、 a.3、a.4およびa.5	法令および規制上の展開	エンデサの活動は厳重に規制されており、規制上の変更は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。		
		気候変動	エンデサは、物理的側面およびエネルギー移行に関連するものの双方に影響を及ぼす人為的な気候の変化によって影響を受ける。		
		戦略計画	エンデサは、エンデサの将来およびその持続可能性に影響を及ぼす決定を行う。これらの決定は、エンデサの支配が及ばない、または予測が困難である相当のリスク、不確実性、状況の変化およびその他の要因に左右される。	シナリオ (1)	高
		マクロ経済および地政学上の動向	エンデサの事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場における不利な経済状況または政治状況の影響を受ける可能性がある。		
		活動における競争	エンデサは、その商業活動において競争に晒されている。		

金融リスク	b.1、b.2、 b.3、b.4、 b.5および b.6	商品	エンデサの事業は、発電のための安定的な燃料の大量供給、その独自の消費および供給に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他の原料の供給に大幅に左右され、それらの価格は市況の影響を受けるものであり、エンデサが販売する価格およびエネルギー量に影響を及ぼす可能性がある。	確率 <sup>(2)</sup>	高
			エンデサの事業は天然資源、気候および天候の影響を受ける可能性がある。	確率 <sup>(2)</sup>	中
		為替相場	エンデサは外国通貨リスクに晒されている。	確率 <sup>(2)</sup>	低
		金利	エンデサは金利リスクに晒されている。		
		自己資本の 十分性および 資金調達 アクセス	エンデサの事業は、債務を借り換えるおよび資本的支出を賄うために必要な資金を取得できる能力に左右される。	確率 <sup>(2)</sup>	中
		流動性			
デジタル技術 に関するリスク	c.1、c.2お よびc.3	信用および カウンター パーティー	エンデサは信用およびカウンターパーティーリスクに晒されている。 信用リスクは、カウンターパーティーが財務上または商業上の契約に基づく義務を充足しない場合に生じ、財務損失を生じさせる。	確率 <sup>(2)</sup>	高
		サイバーセ キュリティ	エンデサはサイバーセキュリティリスクに晒されている。		
		情報システ ムの利用可 能性	エンデサは、企業目標の達成に貢献する営業効率性、ならびに事業、システムおよびプロセスの継続性を保証する、情報技術に関する活動を管理する。	確率 <sup>(2)</sup>	高
		デジタル化 および人工 知能(AI)	エンデサは、人工知能(AI)によって助長される誤った情報に関連するリスクに直面している。		

	事業中断	エンデサは新たな発電および供給設備の建設に伴うリスクに晒されている。	シナリオ (1)	低
		エンデサの活動は、予定しない利用不可能およびその他のオペレーショナルリスクの結果となり得る不履行、故障、予定された作業を行う際の問題またはその他の問題によって影響を受ける可能性がある。	シナリオ (1)	中
オペレーショナルリスク d.1、d.2、 d.3、d.4、 d.5、d.6およびd.7	資産保護	エンデサの保険の対象および保証は十分ではなく、また損害を完全にカバーできない可能性がある。	-	(4)
	環境	エンデサが実施する事業が、国際的、国内的、地域的な環境関連法規則との非遵守の結果、法的または行政的制裁、経済的または金融損失、レピュテーション上の損害を被るとともに、環境および生態系の質に悪影響を及ぼす可能性がある。	確率 <sup>(2)</sup>	低
	人材および組織	エンデサの事業の成功は、エンデサの経営陣および主要な従業員が提供するサービスの継続性に左右される。  エンデサは、労働衛生および安全性(OHS)ならびに流動的な社会的対話を優先的な目標とみなす。これらの目標を達成できないことは、エンデサの事業、イメージ、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。	-	(4)
	調達、物流およびサプライチェーン	エンデサの事業は、サプライヤーとの関係が維持できないこと、または利用可能なサプライヤーの提供物が量または品質の点で不十分であること、およびサプライヤーが提供サービスの条件を維持できず、営業可能性および事業機会を限定することにより、悪影響を受ける可能性がある。	確率 <sup>(2)</sup>	高
コンプライアンスリスク e.1、e.2、 e.3、e.4、 e.5および e.6	データ保護	エンデサは、適用されるデータ保護およびプライバシーに関する法律の違反により、法的または行政上の罰則、財政的または経済的損失、および評判の低下に直面する可能性がある。		
	独占禁止法および消費者権利の遵守	過去または将来における競争法および独占禁止法の違反は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。		
	その他の法令の遵守	エンデサは訴訟および仲裁手続に関わっている。  Enelグループはエンデサの株式資本および議決権の過半数を支配しており、Enelグループの利害関係はエンデサの利害関係と対立する可能性がある。	-	(4)
	税務コンプライアンス	エンデサは、エンデサが採用する解釈とは異なる税務当局による規則の解釈またはエンデサが採用する税務上のポジションに関する第三者による誤った認識のいずれかに由来する税務リスクによって影響を受ける可能性がある。  エンデサは、一部であるまたは一部であった税グループに関する、所得税および付加価値税(VAT)負担の責任を負う可能性がある。		

<b>コーポレート          ガバナンスお          よび文化のリ          スク</b>	f.1	企業文化お よび倫理	(i)事業プロセスや事業における当社が定義する倫理的原則への統合が不十分であること、(ii)多様性の原則と機会均等を確保するような方針や手続を実施できないこと、(iii)エンデサの倫理的価値観に反する従業員や幹部による無許可の行動のリスク。	- (4)
---	-----	---------------	--	-------

- (1) シナリオ：仮定的状況に起因する損失として算出される。
- (2) 確率：特定の水準の確率または確信をもって被りうる損失として算出される。
- (3) リスクの重要度は、潜在的な見込まれる損失に基づき測定される。高(75百万ユーロ超)、中(10百万ユーロ以上75百万ユーロ以下)および低(10百万ユーロ未満)
- (4) これらは、その影響を経済的に測定することが困難であるリスクに関連する(通常、高い影響および確率であって、軽減メカニズムが実施された後、非常に低くなるか、または判断するのが非常に難しくなる。)

## a) 戦略上のリスク

エンデサの子会社は、電力料金ならびにスペインおよびポルトガルにおける事業のその他の面において、広範囲の規制の対象であり、その規制は多くの面でエンデサが事業を行う方法ならびに製品およびサービスから受領する収益を決定する。

エンデサは、「CNMC」を含む公的および私的機関により適用される一連の規制の対象である。新しい規制の導入または既存の規制の改正は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

### a.1

エンデサの事業は嚴重に規制されており、規制の変更は、当社の事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

また、欧州連合(EU)は、様々な加盟国に関して、特に排出量、効率性および再生可能エネルギーに関する目標を含む行動枠組みを策定した。

新たな要件の導入または既存の要件の変更は、エンデサがこれらから生じる環境を有効に適応および対応させることができない場合、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

部門別規制に関する情報は、「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) 事業の概観 規制枠組み」および「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6に含まれる。同様に、新しい経済および産業モデルならびにエンデサの戦略計画の進展についての詳細は、「1 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 2026年-2028年戦略計画 重要な金融指標」ならびに「2 サステナビリティに関する考え方及び取組 長期ビジョン、2040年までの完全な脱炭素化」において記載されている。

エンデサは、気候変動との戦いにおいて確固たる姿勢で取り組んでおり、したがって、最高レベルの経営陣において決定がなされる。当社の戦略は、気候変動を主要な柱の1つとしており、その承認について責任を負うのはEndesa, S.A.の取締役会であり、上級経営陣がその策定および実施について責任を負う。

### a.2

エンデサは、物理的側面および移行に関連するものの双方に影響を及ぼす、人間の活動に起因する気候の変化によって影響を受ける。

この取組みの証拠として、エンデサは、エネルギー移行の課題に対処するための当社事業について定めた2026年-2028年の期間の戦略計画を更新した(「1 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 2026年-2028年戦略計画」を参照のこと。)

リスクおよび機会の特定プロセスは、気候変動に関連するもの、規制、新技術、市場の変化および評判に関連する移行リスク、ならびに急性及び慢性的の現象を考慮した気候変動に関する潜在的な物理的影響に関連する物理的リスクを含む。

気候変動については、エクスポージャー(施設に影響を及ぼし得る気候の影響)、センシティブティ(事業または施設に関する潜在的な影響およびその影響)、および脆弱性(財務上、技術上および知識上の要件を考慮して気候変動の影響を克服するために適合させる能力)を考慮して、策定されたリスク許容度に基づき、リスクが評価される。

エンデサは、毎年、戦略上のガイドラインならびにエンデサの経済、財務および資本に関する目標ならびに社会への貢献を含む、戦略計画を提示する。

戦略計画の予測および目標が根拠とする主要な仮定は以下に基づき、関連している。

- ・ エンデサが事業を行う市場における規制環境、為替相場、商品、投資および売却、発電量および設備容量の増加、ならびに当該市場における需要の増加
- ・ 一定の限度を超えない範囲でのより活発な活動に関連する費用の増加、一定の限度を下回らない電力の価格、複合循環発電所の費用、ならびに希望する水準で事業を行うために必要な原材料および二酸化炭素(CO2)排出権の利用可能性および費用を伴う様々な技術間の発電量の配分、ならびに事業環境の社会的、環境的および倫理的傾向の一般的展開(テロ、水ストレス、サイバー・セキュリティ、不平等および社会的不安定、生活費の上昇、感染症、極端な政治的対立、極端な気候事象、自然災害、気候変動ならびに供給網の断絶に関連する要因を含む。)

a.3

エンデサは、エンデサの将来およびその持続可能性に影響を及ぼす決定を行う。これらの決定は、エンデサの支配が及ばない、または予測が困難である重大なリスク、不確実性、状況の変化およびその他の要因に左右される。

エンデサは、これらとりわけ以下の要因に依拠しているため、自らの見通しが上記のとおり実現されることを保証できない。

- ・ 提出時点で経営陣が発生すると見込んでいる将来の事象、および経営陣が履行を予定している行為に関する仮定
- ・ 必ずしも実現されるとは限らず、経営陣の支配が及ばない不確定要素に大きく左右される将来の事象および経営陣の行為に関する一般的仮定

エンデサの戦略計画は、発電および配電システムおよび設備への投資努力の方針を含んでいる。これらの投資の実行は、市場および規制の状況に左右される。発電所の存続に必要なとされる条件が満たされない場合、エンデサは、設備を閉鎖し、必要な場合は解体作業を開始しなければならない可能性がある。これらの閉鎖は、顧客に対するエネルギー販売を支える設備容量および発電量の低下を意味するため、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

戦略計画に関する情報は、「1 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 2026年-2028年戦略計画 重要な金融指標」および「2 サステナビリティに関する考え方及び取組 長期ビジョン、2040年までの完全な脱炭素化」に含まれている。

---

不利な経済状況は、エネルギー需要およびエンデサの消費者が支払義務を果たす能力に悪影響を及ぼす可能性がある。不景気の期間には、電力需要は縮小する傾向にあり、エンデサの業績に悪影響を及ぼす。

スペイン、ポルトガルの経済状況またはその他ユーロ圏の経済の衰退は、エネルギー消費に悪影響を及ぼす可能性があり、その結果、エンデサの事業、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

a.4

エンデサの事業は、スペイン、ポルトガル、ユーロ圏および国際市場における不利な経済状況または政治状況の影響を受ける可能性がある。

一方で、国際市場における財務状況は、エンデサの経済状況に難題を課しており、それは、公的債務水準、低成長率、ユーロ圏諸国を中心とした国際環境におけるソブリン債の格付け、およびクレジット市場における金融拡大措置によるエンデサの事業への潜在的な影響に起因するものである。これらいずれの分野における展開も、エンデサの資本市場へのアクセスおよび資金調達する条件に影響を及ぼし、結果としてその事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに影響を及ぼす可能性がある。

国際的に起こりうる経済問題に加えて、エンデサは国内外の政治的不安定に直面しており、これは、エンデサの経済状態および財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。現在の地政学的紛争および緊張は、商品市場、金融市場、個人および法人に対する国際制裁の制度ならびにインフラおよび不可欠なサービスの安全性に影響を与えている(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)

国際経済状況もしくはユーロ圏の経済状況が衰退しない、または紛争が激化もしくは拡大して市場に重大な影響を及ぼさないことは保証されておらず、その結果エンデサの事業、経済状況、財務状態、経営成績およびキャッシュ・フローに影響を及ぼす可能性がある。

a.5

エンデサは、その商業活動において、競争に晒されている。

---

エンデサは、2025年12月31日時点で、多くの顧客(9.6百万の電力顧客および1.7百万のガス顧客)との関係を維持している(「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 業績等の概要 (2) 経営成績 営業成績」を参照のこと。)

エンデサの商業活動は、激しい競争がある環境で行われる。エンデサが個別の顧客を失ったとしてもその事業全体に大きな影響を及ぼさないが、顧客との安定的な関係を維持できないことは、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記43.6を参照のこと。)

---

## b) 金融リスク

2025年における発電および商業化セグメントの貢献利益は5,283百万ユーロであり、そのほとんどは、競争および市場の変動性の影響に左右される規制緩和されている活動に対応する。これらの活動は、以下のとおり、ガス、電力および原材料の購入を必要とする。

- ・ 2025年、39,112トンの石炭および2,103百万 $m^3$ の天然ガスが発電のために消費された。
- ・ 2025年12月31日、電力およびエネルギー材料購入コミットメントは、テイク・オア・ペイに関連するものを含め、12,703百万ユーロとなっている(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記49を参照のこと。)

## b.1

エンデサの事業は、発電のための絶え間ない燃料の大量供給、その独自の消費および供給に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他の原料の供給に大きく左右され、それらの価格は市場の影響を受けるものであり、エンデサが販売するエネルギー価格およびエネルギー量に影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、ガスの供給および販売事業を行うにあたり燃料の購入および二酸化炭素( $CO_2$ )排出枠の価格ならびに発電に必要とされる資源の保証に関して、市場価格リスクに晒されている。この点、国際市場でのこれらの商品の価格の変動は、貢献利益に影響を及ぼす可能性がある。この影響を軽減するために、エンデサは、組織的な市場および店頭市場(OTC)で取り決められた金融商品を通して商品価格リスクをヘッジする。公正価格の変動に関連する金融保証要件を伴う取引(時価評価方式)は、同様にエンデサの流動性リスクに直接的な影響を及ぼす可能性がある(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記43.4ならびに「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 (3) 流動性および資本の原資 財政管理」を参照のこと。)

エンデサは、将来の電力および天然ガスの市場価格に関する一定の仮定に基づいて、電力および天然ガス供給契約を締結している。これらの供給契約の締結時点での想定からの逸脱は、電力または天然ガスを、当該契約で想定されていた価格よりも高い価格で購入する義務を生じさせる可能性がある。市場価格が見積りから逸脱していた場合、エンデサの燃料需要が予想と異なっていた場合、または規制の変更がエネルギー価格に影響を与える場合、およびリスク管理戦略がこれらの変化に対応するには不十分である場合、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは重大な悪影響を受ける可能性がある。

エンデサは一定の天然ガス供給契約を締結しており、当該契約には、契約上合意された燃料の取得について「テイク・オア・ペイ」という拘束力のある条項が含まれているため、たとえ当該燃料を引き取らない場合であっても、支払義務が存続する。これらの契約の条件は、将来の電力およびガスの需要に関する一定の仮定に基づいて設定されている。用いられた当該仮定からの逸脱が生じた場合、必要以上の燃料を購入する、または余剰燃料を市場にて現在の価格で売却する義務が生じる可能性がある。

エネルギー材料購入のコミットメントに関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記49に記載される。

## b.2

エンデサは外貨リスクに晒されている。

エンデサは、エネルギー原材料、特に天然ガスを調達するべく(これらの原材料価格は通常米ドル(USD)建てである。)、主に国際市場で行わなければならない支払いに関し、外貨リスクに晒されている。

これは、為替相場の変動がエンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性があることを意味する。外貨リスクおよび為替感応度の分析に関連する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記43.2に記載される。

エンデサの発電は、天然資源の水準、発電所の利用可能性および市況に左右される。再生可能エネルギー発電所の発電は、その水力、風力および太陽光発電施設が位置している地理的地域における降水量、日射量および風量の水準に左右される。したがって、水力、風力もしくは太陽光の資源の水準が低下した場合、または再生可能資源からの発電活動に悪影響を及ぼすその他の状況が生じた場合、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

b.3

エンデサの事業は天然資源、気候および天候状態の影響を受ける可能性がある。

再生可能エネルギー源によってカバーされない需要は、火力発電所によってカバーされ、その発電および利益は、様々な技術間の競争力に左右される。降雨量、日照時間、風量が少ない年は、水力、太陽光および風力発電量がそれぞれ減少する。これは、より費用がかかる火力発電の発電量が増加することを示唆しており、電力価格および買電費用の上昇を招く。降雨量、日射量および風量が多い年は、これと逆の効果が起こる。資源水準が低く不利な状況に置かれる場合、多くの発電は、火力発電施設で行われることになり、これらの活動に起因するエンデサの営業費用は増加する。エンデサが天然資源の状況の変化を管理できないことは、その事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。エンデサの発電量(GWh)に関する情報は、「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 業績等の概要 (2) 経営成績 営業成績」に記載される。

天候条件、特に季節性は、電力需要に大きな影響を及ぼす。電力消費は夏および冬にそのピークに到達する。需要の季節的变化は、天候、自然光の量、ならびに照明、暖房および空調の使用など様々な気候上の要因の影響に起因している。天候状況による需要の変化は、事業の収益性に大きな影響を及ぼす可能性がある。さらに、エンデサは契約について交渉する際、気候状況に関する一定の予測および見積りをしなければならず、想定された降水量水準およびその他天候状況との間に大幅な乖離が生じた場合、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

同様に、不利な天候状況は、送電網の損傷によってエネルギーの安定した供給に影響を及ぼし、その結果としてサービスが中断が生じ、エネルギー供給の遅延または停止について、エンデサが顧客に損害補償しなければならなくなる可能性がある。

これらの状況のいずれかの発生は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

b.4

エンデサは金利リスクに晒されている。

金利の変動は、資産および固定金利で利息が発生する債務の公正価値、ならびに変動金利に連動する資産および債務からの将来的なキャッシュ・フローを変化させる。金利の変動は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

金利リスクおよび金利感応度の分析に関連する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記43.1に含まれる。

エンデサは、現在の設備の継続的な維持から生じるコミットメントを含む、有機的成長プログラムおよびその他資本要件の資金を調達するため、自己資金の創出(自己資金調達)、長期コミットメントと信枠を通じた銀行借入、流動性資金源としての短期資本市場、および長期債券市場へのアクセスを利用している。この債務には、銀行およびEnelグループの会社との長期コミットメントと信枠、ならびに金融投資が含まれる。

エンデサが、合理的な条件の下での資本へのアクセス、債務の借り換え、資本的支出の決済、および戦略の実行ができなければ、当社は悪影響を受ける可能性がある。資本、資本市場の混乱、起こりうるエンデサの信用度の低下、または財務比率が悪化した際に与信枠に課される財務制限は、当社の資金調達費用を増加させ、資本市場にアクセスできる能力に悪影響を及ぼす可能性がある。

資金調達が行われなかった場合、支払う義務がある金額の支払いをするため、流動性の不足を補うため、エンデサが資産を処分または売却せざるを得なくなる可能性があり、また当該売却は、エンデサがそれらの資産の最良の価格を得ることができない状況下で起こる可能性がある。したがって、エンデサが許容できる条件下で資金調達にアクセスできなければ、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

2025年12月31日時点で、エンデサの運転資本は、645百万ユーロのマイナスであった。エンデサは、その事業を継続し、連結財政状態計算書に記載される金額で資産および債務を決済するための十分な財源を確保できるように、長期コミットメントと信枠において利用可能な金額を保有している。

不確実性は、ソブリン債および企業債の両方のリスク・プレミアムを押し上げることによって、信用市場に影響を与えている。さらに、業績を安定的に保つために市場の変動性リスクをヘッジする戦略は、商品価格が大きく変動した場合に組織化された市場で業務を継続するために、現金担保を提供する必要性を大幅に増加させる可能性がある。短期金融商品を用いた資金調達は、当社の流動性の低下につながる可能性がある。

b.5

エンデサの事業は、債務を借り換え、資本的支出を賄うために必要な資金を取得できる能力に左右される。

短期間で、現金および短期預金、引出可能な与信枠および流動性の高い資産からなるポートフォリオを含め、利用可能で十分な資金を無条件に維持することにより、エンデサは流動性リスクを軽減する。エンデサの流動性対策は、銀行およびEnelグループ会社との長期与信ファシリティ、ならびに負債および資本市場の状況および予想に基づく、所与の期間に予測されるニーズをカバーするのに十分な額の金融投資を取り決めることから構成される。

エンデサの財務管理および資本管理方針は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記36.1.12および42.3ならびに「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 (3) 流動性および資本の原資 財政管理」に記載されている。同様に、流動性リスクおよび実施された主要な金融取引に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.4および43.4に記載されている。

エンデサが資本市場またはその他の資金調達の方法にアクセスする条件は、それが当社間またはクレジット市場内であるかにかかわらず、親会社であるEnelの信用格付けに左右されるエンデサの信用格付けに大きく左右される。したがって、会社間の資金調達のエンデサによる利用可能性または当社が資本市場にアクセスする条件についてEnelが影響を及ぼし得る範囲において、エンデサの市場および資金調達にアクセスできる能力は、Enelの信用および財務状態により、部分的に悪影響を受ける可能性がある。

Enelの信用格付けの悪化は、結果としてエンデサの信用格付けの悪化につながり、エンデサの資本市場またはその他の第三者からの資金調達(もしくは借り換え)の方法にアクセスできる能力を制限し、またはこれらの取引の費用を増加させる可能性がある。このことは、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの格付けに関する情報は「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 (3) 流動性および資本の原資 信用格付管理」に掲載されている。

---

エンデサは、商業および金融事業において、相手方が、既に納品された商品および既に行われたサービスから生じる支払義務、ならびに締結された金融デリバティブ契約、現金預金または金融資産に従い予想されるキャッシュ・フローに関する支払義務の両方の、義務のすべてまたは一部を果たせない可能性があるというリスクに晒されている。特に、エンデサは、消費者がすべての送電および配電費用を含む、エネルギーの供給に対する支払義務を果たせない可能性があるリスクを負う。

b.6

エンデサは信用リスクおよびカウンターパーティーリスクに晒されている。

エンデサは、その商品、財務および商業取引の相手方の信用リスクを厳しく監視している。当社の債権回収管理により、取引相手の延滞債務を削減することができている(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)

エンデサが売上債権または金融債権の不払いに起因する損失を被らないとの保証はなく、したがって、1または複数の重要な相手方による義務充足の不履行は、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

信用リスクに関連する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記43.5に記載される。

---

## c) デジタル技術に関するリスク

---

エンデサのデジタルトランスフォーメーションは、潜在的なサイバー攻撃へのエクスポージャーの拡大に関係し、これにより、センシティブ情報を含むITシステムおよびデータベースのセキュリティが危険に晒される可能性がある。

エンデサの情報システムがサイバー攻撃による影響を受けた場合に生じるエンデサへの潜在的な影響は、経済損失および評判上の影響(エンデサの信頼の喪失)を引き起こす。エンデサの重要なインフラは、この種類の攻撃に晒される可能性があり、これによって、提供される不可欠なサービス(例えば原子力発電所)に深刻な影響が及ぶ可能性がある。個人情報の窃盗の危険性が商業活動において高まっており、強化されたセキュリティ措置および顧客データの保護が必要となっている。

### c.1

エンデサは、サイバーセキュリティリスクに晒されている。

リスク管理および軽減措置に関して、エンデサは、国際的な基準および政府イニシアチブに合わせたサイバーセキュリティ戦略を有する。この戦略の一環として、エンデサは、主要なリスクを評価し、脆弱性を特定し、徹底的なデジタル監視も行う。これらを通じて情報を分析し、是正措置を講じることで、リスクを軽減する。また、エンデサは、人々の行動を変え、リスクを低減するため、職業上および個人レベルの両方において、従業員を対象として、デジタル技術の利用に関する研修および意識向上プログラムを行う。

サイバーセキュリティー・ユニットは、エンデサにおけるサイバー事象または異常を特定するために状況を丹念に記録している。

エンデサは、発電所および産業上の施設に関するサイバーセキュリティ演習を行う。

---

エンデサにおける情報技術の使用は、その事業を管理する上で不可欠である。エンデサのシステムは、取り扱われる事業の規模ならびに技術的複雑性、処理量、詳細度、機能および事例の多様性を考慮すると、同業他社との戦略的な差別化要素となっている。特に、エンデサの主要コンピューターシステムは、以下の事業プロセスを扱う。

### c.2

エンデサは、企業目標の達成に貢献する営業効率性、ならびに事業、システムおよびプロセスの継続性を保証する、情報技術に関する活動を管理する。

- ・ 商業：マーケティングプロセス、需要予測、収益性、販売、顧客サービス、請求管理、雇用および基本的な収益サイクル(検針、請求書発行、回収管理および債務処理の確認)
- ・ 先進的な遠隔管理およびエネルギー管理能力による、配電網管理、検針管理、新たな備品の処理、ネットワーク計画、現場作業管理、検針装置管理に関する技術的配電プロセス
- ・ 発電システム、エネルギー管理および再生可能エネルギー：燃料管理プロセス、検針管理、取引リスク管理等
- ・ 経済的および財務システム：経済的管理、会計、財務連結および貸借対照表プロセス

これらのシステムを通じたエンデサの事業活動の管理は、効率的に活動を行い、その企業目標を達成するために不可欠である。

---

c.3

エンデサは、人工知能(AI)によって助長される誤った情報に関連するリスクに直面している。

誤った情報(偽情報および誤情報の両方)は、エンデサの評判を損なうおそれがあり、虚偽または操作された言説へと世論の関心を逸らす可能性を有する重要なリスクである。誤った情報は、株価に影響を及ぼす危機を引き起こし、顧客の喪失を招き、ステークホルダーの信頼を損なうおそれがある。生成人工知能(AI)、コンテンツの自動化および情報エコシステムの断片化が組み合わさることで、信頼の構造的な低下のリスクが高まり、制度、市場および民主的プロセスを弱体化させている。このことは、極めてもっともらしい虚偽のコンテンツを作成し、急速に拡散させることを可能にすることにより、誤った情報のリスクを著しく増加させる可能性がある。この能力は、現実と操作された情報との識別を困難にするだけでなく、深刻な評判上の影響を引き起こし、顧客およびステークホルダーの信頼を損ない、エンデサの事業活動、企業価値および市場の安定性に直接的な影響を及ぼす危機を生じさせる可能性がある。

エンデサは、エネルギー分野およびエンデサに影響を及ぼす誤った情報の発生源を継続的に特定するよう努めており、その分析および評価を踏まえ、必要な場合、検証可能な事実および明確な説明に基づいて積極的なコミュニケーション計画を策定し、その影響を最小化している。主な対応には、誤った言説の体系的な監視、関係部門と連携した対応策の策定、または評判の危機に直面した場合の臨機応変な対応計画の迅速な実行が含まれる。

## d) オペレーショナルリスク

発電および配電設備の建設は時間を要し、非常に複雑なものになりうる。これは、予測された設備の稼働開始日に先立って投資が十分に計画されなければならないことを意味し、したがって、市場状況の変化に応じて決定を変更することが必要となりうる。これは、これらの種類の計画への利益に影響を及ぼす可能性がある、当初計画されていなかった相当の追加費用を伴う可能性がある。

かかる設備の建設に関連して、エンデサは、一般的に、関連する行政の認可および許可の取得、土地購入またはリース契約の取得、機器の調達および建設契約の締結、運営管理契約の締結、燃料供給および輸送契約の締結、オフテイク協定の締結をしなければならない、また資本金および負債要件を満たすため十分な資金調達をしなければならない。

新たな設備を建設するエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある要素としては以下のようなものが含まれる。

### d.1

エンデサは新たな発電および配電設備の建設に伴うリスクに晒されている。

- ・ 環境規制上の許可を含めた規制当局の許可の取得が遅れること。
- ・ 機器、資材または人件費の価格の低下または変動。
- ・ 地元勢力、政治的勢力またはその他利害関係者の反対運動を受けること。
- ・ 政治・規制環境(規制対象企業の報酬率等)および環境規制が不利な方向に変化すること。
- ・ 発電所や変電所の完成を遅らせるような悪天候、自然災害、事故およびその他予期しない事象が生じること。
- ・ 供給者による、合意された契約の条件の遵守が行われないこと。
- ・ エンデサが満足できる条件で資金調達ができないこと。

これらの要素はいずれも、グループの建設計画の完成または開始を遅らせ、予定された計画の費用を増大させる可能性がある。また、エンデサがこれらの計画を完了させられない場合に、当該計画に関連し負担した費用は取り戻すことができない可能性がある。

エンデサが新しい設備の開発および建設に関連して問題に直面した場合、その事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

投資に関する情報は「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記21.1および24.1、「1 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 電力およびガス市場」ならびに「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) 事業の概観 投資」に記載される。

自らの事業活動の遂行のため、エンデサは、以下の影響を含む、自らの活動に関連する大量の資産を有する(「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 (2) 経営成績 営業成績」を参照のこと。)

d.2

エンデサの活動は、不具合、故障、計画された作業の実施上の問題、または計画外の停止を引き起こすその他の問題およびその他のオペレーショナルリスクによって影響を受ける可能性がある。

- ・ 発電：2025年12月31日時点で、スペインにおけるエンデサの潜在的正味設備容量合計は22,616MWであり、そのうち18,276MWが半島の電力システムに、4,340MWが半島外の領域(NPT)(パレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤ)に所在している。
- ・ 配電：2025年12月31日時点で、エンデサは、スペインの24の州ならびに8の自治体およびセウタ自治都市に配電し、総人口が22百万人近くいる総面積195,845平方キロメートルをカバーした。エンデサの配電網が配電するエネルギー合計は、2025年には143,555GWhに達した。
- ・ エネルギー供給：2025年12月31日時点で、エンデサは、約11百万の電力およびガス顧客を有している。

エンデサは、発電所の稼働を一時的に中断させ、顧客へのサービスを中断させる故障または事故のリスクに晒されている。これらのリスクを軽減するため、国際的な最良の慣行に即した予測および予防管理技術を含む、予防および保護戦略が存在する。エンデサは、このリスクについての許容水準として、その発電資産に関する85%の稼働率を設定している。

エンデサは、事業活動の実施において、不適切な内部手続、技術的障害、人為的ミス、または施設における事故、労働争議および自然災害などの特定の外部の事象により、直接または間接の損失が生じないと保証することはできない。これらのリスクおよび危険性は、爆発、洪水もしくは発電および配電施設の完全な損失を引き起こしうるその他の状況、エンデサの施設もしくは第三者の施設への損害もしくはその劣化もしくは破壊、環境被害、または発電の遅延および事業の一部のもしくは完全な中断を引き起こす可能性がある。これらいずれの状況の発生も、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、環境優位性を事業文化の重要な価値と考えている。そこで、持続可能な開発原則に沿って、環境を尊重して事業を行い、天然資源の保全および持続可能な利用にしっかりとこだわっている。

エンデサは、取締役会から承認された「自然管理方針」を有し、責任ある環境マネジメントへの取り組みを正式に示し、バリューチェーン全体を包括している。この方針は、商品および業務のライフサイクルのすべての段階に適用される。

エンデサは、環境規制の対象であり、これはその通常の業務過程およびプロジェクトの展開の両方に影響を与え、リスクおよび費用の増大につながる。本規制枠組みは、免許、許可および他の行政上の認可を事前に取得すること、ならびに当該免許、許可および認可におけるすべての要件を履行することを要求する。

あらゆる規制対象の会社と同様に、エンデサは以下のことを保証することはできない。

- 本規制は、当該法令を遵守するために必要な費用を増額するような方法で、またはエンデサの事業運営、施設もしくは発電所に影響を及ぼすような方法で、修正または解釈されない。
- 公的な異議申立は、提案されるプロジェクトの遅延や変更につながらない。
- 当局は、新規プロジェクトの開発に必要な環境許可、免許、認可を付与する。

さらに、エンデサは、その事業に内在する環境リスクに晒されており、その中には、特に原子力発電所をはじめとする発電施設からの廃棄物、流出および排出物の管理に関するリスクも含まれる。エンデサは、環境破壊、従業員もしくは第三者への損害、またはエネルギー発電、供給および配電施設に関連する他の種類の損害、港湾ターミナル事業に対して責任を負う場合がある。

発電所は、現行の環境要件を遵守する用意があるが、エンデサは、課せられた要件を常に遵守することができること、または発電ユニットからの廃棄物、流出および排出物の管理に関連するものを含め、罰金、行政上もしくは他の制裁、または遵守の事項に関連する他の罰金および費用を回避できることを保証することはできない。本規制の不遵守は、責任、ならびに罰金、損害賠償、制裁および費用(該当する場合、施設閉鎖を含む。)を生じさせることがある。また、政府機関は、負債が返済されることを保障するために、責任を負う当事者に料金または税金を課すこともある。環境規制への対応を怠ったと非難された場合、エンデサの事業、業績、財務状況やキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性がある。

これに関連して、エンデサは以下の保険契約を締結している。

- ・ **環境責任**：汚染による請求については、最高150百万ユーロまで補填する。
- ・ **一般的な民事責任**：第三者またはその財産に対する損害賠償請求を最高450百万ユーロまで補填し、その補填範囲を水力発電所の場合は950百万ユーロに拡大する。
- ・ **原子力災害に対する第三者責任**：現行のスペインの法律、および12月26日付2013年第24号電気分野法に基づき、当社は、その発電所でのあらゆる原子力災害に対する第三者の賠償責任請求に対して1,200百万ユーロまで保険に加入している。この額を超える損失または損害は、スペインが署名者となっている国際条約の対象となる。また、原子力発電所は施設(原子力燃料の備蓄を含む。)および機械の故障に対しても保険をかけられており、1発電所につき最高1,500百万米ドルが補償される。2011年5月28日、スペイン政府は、原子力被害または放射性物質による被害による第三者の責任に関する5月27日付2011年法律第12号を公表した。これにより、事業者の責任限度額は1,200百万ユーロまで引き上げられ、事業者は当該責任限度額を複数の手段により担保することが認められた。この規制は、2004年2月12日付議定書の加盟国による共同批准後、原子力民事責任条約(パリ条約)およびブリュッセル条約を改正し、前記を補完する形で、2022年1月1日に発効した。エンデサが締結した民事の原子力賠償責任保険の限度額は、2022年1月1日から1,200百万ユーロである。

ただし、エンデサは第三者による損害賠償請求を受ける可能性がある。また、エンデサが施設により発生した損害について、保険契約の補償額を超える金額または保険契約の

d.3

エンデサが実施する事業が、環境および関係する生態系の質に悪影響を及ぼすリスクがあり、また国際的、国内的、地域的な環境関連法規則を遵守しないことにより、司法上または行政上の制裁、経済的または金融損失、ならびにレピュテーション上の損害を被るリスクがある。

補償範囲を超える損害の責任を負うことになった場合、その事業、財務状況、業績およびキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、汚染物質の排出および原子力発電所から排出される燃料からの廃棄物の貯蔵および処理に関する法規制および規則の遵守の対象である。今後、当社がさらに厳格な環境規則の対象となる可能性もある。従来、新たな規制の承認には、法的要件を遵守するための大幅な資本投資的支出が必要であり、今後も必要となる可能性がある。エンデサは、環境に関する要件や規制に対応するために必要な資本投資の増加または営業費用もしくはその他の費用の増加は予測することができない。また、前述の費用が第三者に移転される可能性も予測できない。したがって、該当する規制の遵守に関連する費用は、エンデサの事業活動、業績、財務状況およびキャッシュフローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、当社自体への損害、一般的な第三者への賠償責任ならびに環境および原子力発電所の責任を含む、事業に伴う主要リスクに関して十分な保険カバレッジを確保しようと試みているが、保険のカバレッジが、商業的に合理的な条件で市場において利用できない可能性がある。同様に、エンデサが保険をかけた金額が、全体で負担する損失をカバーするのに十分ではない可能性がある。

エンデサの施設もしくはその他資産における一部もしくは全部の損失、または事業の中断が生じた場合、エンデサがその保険から受領する資金は、完全な資産の修復もしくは交換、または負担した損失をカバーするには十分ではない可能性がある。さらに、エンデサの施設またはその他資産における全部または一部の損失が生じた場合、一部の設備はその高い価値または特有の性質を考慮すると容易に交換できず、または容易にもしくは直ちに入手できない可能性がある。

d.4  
 エンデサの保険の補償範囲および保証は十分ではなく、また損害を完全にカバーできない可能性がある。

同様に、上記設備に関連した保証の範囲または当該設備を交換する能力の限界は、事業を中断もしくは妨げる、または大幅に通常の業務の過程を遅らせる可能性がある。よって、上記のすべては、エンデサの事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

同様に、エンデサの保険契約は、保険会社による継続的な見直しの対象である。したがって、エンデサが、潜在的な保険料の増加または保険カバレッジが利用できなくなった場合に対処するため、現在有効なものと同様の条件で、保険契約を維持できない可能性がある。エンデサが潜在的な保険料の増加を顧客に転嫁できない場合、これらの追加費用は、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

d.5  
 エンデサの事業の成功は、エンデサの経営陣および主要な従業員が提供するサービスの継続性に左右される。

エンデサの事業活動の遂行のため、エンデサは、2025年12月31日時点で8,946名の従業員という労働力を有していた。エンデサが当該業界においてその地位を引き続き維持するために、特にデジタル分野の能力に関して、人材管理を確実に実施する必要がある。

十分な能力を有する労働者の市場は非常に競争が激しく、エンデサは追加で十分な能力を有するスタッフを雇用する、または十分な能力を有する、もしくは有能な従業員を、退職するスタッフの後任とすることができなければならない。エンデサが必要不可欠な従業員を保持または採用できないことは、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

d.6  
 エンデサは、労働衛生および安全性(OHS)ならびに円滑な社会的対話を優先的な目標とみなす。これらの目標を達成できないことは、エンデサの事業、イメージ、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサにおける労働衛生および安全性(OHS)ならびに社会的対話に関する情報は、「2 サステナビリティに関する考え方及び取組 自社の人員」に記載されている。

エンデサの主な産業サービス供給者およびサービスプロバイダーとの関係は、事業の発展および成長に不可欠であり、将来もそうあり続ける。

エンデサのこれらの関係への依存は、相手方と有利な条件で契約を交渉する能力に影響を及ぼす可能性がある。エンデサの供給者ポートフォリオは十分に多様であるが、これらの関係のいずれかが打ち切れ、または終了した場合、エンデサは、適切な期間内に、または同等の条件で、重要な供給者またはサービスプロバイダーを代替できることを保証することはできない。

d.7

エンデサの事業は、供給者との関係を維持できないことによって、または数量および/もしくは品質の観点から利用可能な供給者の供給力が不十分である場合、ならびに供給者が提供するサービスの条件を維持できない場合には、悪影響を受ける可能性があり、これによって運営および事業継続の可能性が制約されるおそれがある。

エンデサは、燃料、材料およびサービスの多額の購入を行っている。この点で、以下の点に言及する価値がある。

- ・ 一部の火力発電所は、その消費が少数の供給者および国に限定されており、供給が中断した場合のリスクとなっている。
- ・ 燃料供給契約(特にガス契約)は、供給の中断時に現れ得る重要な地理的リスクのある地域に所在する。
- ・ 半島外の領域(NPT)(バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤ)に所在する発電所は、地理的に孤立しており、液体燃料へ大きく依存している。

エンデサがその供給者と有利な条件で契約を交渉できず、当該供給者が自らの義務を遵守できず、またはエンデサとの関係が打ち切られる場合であって、エンデサが適切な代替先を見つけれない場合、その事業活動、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

ロシアとウクライナ間の紛争または中東での危機的状況の悪化は、供給の遅延およびサプライチェーンレベルの契約の違反を引き起こす可能性がある。この事象は、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.2を参照のこと。)

「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記43.6は、顧客および供給者の集中に関する情報を提供する。

e) コンプライアンスのリスク

e.1

エンデサは、適用されるデータ保護およびプライバシー法の違反により、法的または行政上の罰則、財政的または経済的損失、および評判の低下に直面する可能性がある。

エンデサの情報システムの建設および運営において、エンデサは、企業目標達成の一助となる運営効率、ならびに事業およびプロセスの継続性を保証するため、最高の安全基準および不測の事態の基準を組み入れる。

これらの基準は、エンデサが行っているデジタルへの転換プロセスにおいて直面する特に重要な役割を果たす。このデジタルへの転換過程は、徐々に増加および複雑化している潜在的なサイバー攻撃へのエクスポージャーの増加を招き、また、システムおよびデータ(個人データを含む。)事業の継続性、ひいては顧客との関係の質ならびにエンデサの業績、財務状態およびキャッシュ・フローの安全を危険に晒す可能性がある。

したがって、安全性は世界的な戦略上の問題となっている。この点に関して、エンデサは、国際基準および適切に監査されたガバナンスイニシアチブに基づく方針、プロセス、方法、ツールおよびプロトコルを整備している。さらに、エンデサは、上級経営陣によって促進され、かつ、すべての事業分野およびITシステムの管理について責任を負う分野をカバーする、サイバーセキュリティ措置および管理モデルを有する。このモデルは、各システムのエンデサの事業への影響を考慮し、当該リスクの最小化および軽減のためのセキュリティ行動の採用を目的として、既存のセキュリティ・リスクの特定、優先度付けおよび定量に基づく。

e.2

過去または将来における競争法および独占禁止法の違反は、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサは、事業を営む市場で競争法および独占禁止法に服している。これらの法律の違反は、とりわけエンデサの主要市場であるスペインにおいて、エンデサに対する法的手続の開始を招く可能性がある。

エンデサは、競争および独占禁止に関する事項に関連し、法的調査および手続の対象になったことがあり、現在その対象であり、将来も対象になる可能性がある。独占禁止法および競争法の違反に関する調査は通常数年続き、情報非公開規定に服する可能性がある。エンデサがこれらの規制に違反した場合、罰金およびその他の制裁が生じ、エンデサの事業、経営業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの成長戦略は常に、様々な競争法の対象である買収を含んでおり、今後も含み続ける。このような規制は、戦略的取引を行うエンデサの能力に影響を与える可能性がある。

訴訟および仲裁手続に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記52に記載されている。

同様に、エンデサの連結範囲の変更に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記7に記載されている。

e.3

エンデサは訴訟および仲裁手続に関わっている。

エンデサは、その事業活動に関して、課税、規制および独占禁止関連紛争を含む様々な係属中の法的手続の当事者である。エンデサはまた、税務監査の対象となっている/なる可能性がある。一般的に、エンデサはすべての裁判管轄権(刑事、民事、商事、労働および経済行政)ならびに国内および国際的な仲裁手続による第三者からの請求に晒されている。

エンデサは、当該義務を満たす必要性が発生する可能性が高く、その金額を合理的に定量化できる場合には、法的な不測の事態のための規定を認識するように最善の推定を用いる。

ただし、エンデサが有利な結果が予想される法的手続で成功すること、または不利な決定がエンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさないとの保証はない。同様に、当社が、将来新たな法的手続の対象にならず、その結果が不利だった場合、事業、業績、財務状態またはキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさないことを確実にすることはできない。

前述のとおり、訴訟および仲裁手続に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記52に記載されている。

現在、管理および統制されるべき税務リスクは、追加の納付を税務当局がエンデサに請求する可能性(確定申告の提出を怠ったこと、または適用ある規制の異なる解釈のいずれかによるもの)によって、または不正にもしくは不当に当社に帰属する税務上の事由に関する第三者による誤った認識もしくは評価によって引き起こされる不確実性に由来するリスクである。

e.4

エンデサは、エンデサが採用する解釈とは異なる税務当局による規則の解釈またはエンデサが採用する税務上のポジションに関する第三者による誤った認識のいずれかに由来する税務リスクによって影響を受ける可能性がある。

2024年、エンデサの税納付合計は、4,996百万ユーロであり、そのうち48%がエンデサへの費用を表す負担された税に対応し、52%は、経済活動を行う際にエンデサが回収した税に関連していた。エンデサが納付した税の大半はスペインで支払われ、2025年に支払われた、および回収された税合計の89%超を示していた。

税務リスクに関するエンデサの状況は、税務当局および当該検査による期中の見直しが可能であり、その影響は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3.2nおよび52に記載されている偶発性の発生の影響を受けやすい当該税務訴訟である。エンデサは以下を通じて当該リスクの発生を緩和する：

- ・ エンデサが実施する税務遵守管理制度の基礎となる文書である税務リスク管理および管理方針の遵守(「一般的リスク管理および統制方針」を参照のこと)
- ・ 優良税務慣行規定および税務管理局への税務透明性報告ならびに移転価格に関する文書の年次報告に示される協力的コンプライアンス体制の遵守：

<https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/transparencia>.

- ・ この加入は、エンデサが、税務リスクの大幅な軽減および当該リスクを発生させる可能性がある行為の防止に繋がる優良慣行の促進を、税務当局に自発的に約束することを意味する。

この確固とした取組みにかかわらず、税務当局または行政もしくは司法裁判所による税規制の解釈の変更は、エンデサの税務上の義務の遵守、その事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに影響を及ぼし得る。

2010年から、エンデサは、連結税グループ番号572/10の一部として、所得税目的のため連結税務申告書を提出している(Enel, S.p.A.は親会社であり、Enel Iberia, S.L.U.がスペイン全体における本グループの代表である。)。2010年1月から、エンデサは、親会社と同じくEnel Iberia, S.L.U.であるスペインのVATグループ番号45/10の一部である。2009年まで、エンデサは親会社として、グループ番号42/1998の所得税およびグループ番号145/08の付加価値税(VAT)に対して、連結税務申告書を提出していた。

さらに、2025年1月1日、親会社及びスペインにおける代表者はEnel Green Power España Solar 1, S.L.U.とする、グループ番号613/25の新しい連結税グループが構成された。これはEnel Green Power España Solar 1, S.L.U.の49.99%の少数持分の、Masdar España Renewables 1, S.L.U.への売却が正式に行われたことによるものである。

また、エンデサの完全子会社であるEnel Green Power España, S.L.U.は、Enel Green Power España, S.L.U.が親会社であったグループ574/10の一部として、2010年から2016年の間に完全に連結された。2017年1月1日から、Enel Green Power España, S.L.U.は、Enel, S.p.A.が親会社でありEnel Iberia, S.L.U.がスペインでの代表である税グループ番号572/10の一部として税を支払っている。

最後に、2023年12月31日まで、エンデサ内には21/02という別の税連結グループがあり、その親会社でありスペインの代表者はEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.であった。2024年7月1日の吸収合併により、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.が唯一の子会社であるEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.に吸収され、この税連結グループは消滅した。

会社グループに対する所得税およびVAT目的で連結税務申告書を提出する体制に従い、連結税務申告書を提出する当グループのすべての会社は、当グループの税負担を支払う責任を共同で負っている。これには、VAT体制の下で会社グループに課された特定の義務への遵守の不履行から生ずる、一定の制裁が含まれる。

この結果として、現在調査可能なすべての課税期間において、エンデサが所属する、または所属していた連結税グループの他のメンバーの税負担の支払いについてエンデサは共同で責任を負っている。Enel Green Power España, S.L.U.は、Enel Green Power España, S.L.U.が所属する連結税グループの他のメンバーおよびこれに関連するEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.ならびにEnel Green Power España Solar 1, S.L.U.について責任を負っている。

エンデサ、Enel Green Power España, S.L.U.またはEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.もしくはEnel Green Power España Solar 1, S.L.U.(場合による。)は該当する連結税グループの他のメンバーに対して償還請求権を有しているが、エンデサ、Enel Green Power España, S.L.U.またはEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(場合による。)が属している、または属していた連結税グループの他のメンバーにより適切に決済されなかった未払いの税負担が発生した場合、そのいずれかが共同でまたは個別に責任を負う可能性がある。あらゆる重要な税責任も、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサの税務訴訟に関する情報は、既に示された情報に従い、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記52に記載される。

2025年および2024年12月31日現在、EnelグループはEnel Iberia, S.L.U.を通じて、会計上の目的で、エンデサS.A.の保有する自己株式を考慮の上、エンデサS.A.の株式資本の71.4%および70.1%をそれぞれ支配している。商業上の目的においては、2025年12月31日現在、Enel Iberia, S.L.U.を通じてEnelグループが保有するエンデサS.A.の株式資本および議決権の割合は70.1%にとどまっている(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類に対する注記36.1.8を参照のこと。)

Enelグループの利害関係は、エンデサの利害関係またはエンデサの他の株主のそれと異なる可能性がある。さらに、Enelグループおよびエンデサの両方ともヨーロッパの電力市場で競争している。Enelグループの利害関係がエンデサの他の株主の利害関係と一致すること、またはEnelグループがエンデサの利害関係を援助する行動を取ることを保証することはできない。

残高および関係者との取引に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

e.5

エンデサは、一部であるまたは一部であった税グループのために、所得税および付加価値税(VAT)負担の責任を負う可能性がある。

e.6

Enelグループはエンデサの株式資本および議決権の過半数を支配しており、Enelグループの利害関係はエンデサの利害関係と対立する可能性がある。

## f) コーポレートガバナンスおよび文化のリスク

---

f.1 エンデサの贈収賄防止および犯罪予防に関する情報は、「エンデサの犯罪および贈収賄  
企業文化および倫理 防止モデル」に記載している。

---

## レピュテーション経営とリスクへのレピュテーションへの影響の軽減

当社の無形の価値の大部分は、主要なステークホルダーの間で築き上げた評判にある。さらに、この評判は、その経済的、商業的、産業的および制度的目標の最良の達成を促進するための重要な支援レベルを表している。

エンデサは、当社に影響を及ぼす可能性のあるこれらのオーディエンスおよびイメージとレピュテーションのパラメータに関する厳密で信頼できる知見を得るために、定期的にかつ当社専用に採用された社会的リサーチツール(調査、プレス指標、定性的調査、プレテストおよび事後調査など)と、公的にアクセス可能な類似の調査によって生み出された情報を採用している。また、潜在的なインシデントや重大な状況に関する早期の警告を検出し、インシデントの重要性を評価する目的で、ソーシャルメディア上の情報や会話監視システムも備えている。

これらのツールにより、イメージやレピュテーションに影響を与える潜在的なリスクを検知し、必要に応じてそれらを回避または修正するための適切なコミュニケーション行動を設計するとともに、前述のオーディエンスの間での彼らの認識を向上させることが可能となる。

これらの行為の立案と展開は、当社が戦略計画の策定と推進の枠組みの中で作成する年次コミュニケーション計画に含まれており、主にブランドの経営と活性化(広告、スポンサー契約、イベントなど)、メディア・リレーションズ、デジタル・コミュニケーション、社内コミュニケーション、そしてレピュテーション危機のリアルタイム管理に焦点を当てた行動を網羅している。

エンデサは、異なる利害関係者に対して向けられる意見および認識の影響を受けうる。当該認識は、当社または第三者が少ししかまたは全くコントロールできない当社または第三者により引き起こされた事象により悪化する可能性がある。これが生じた場合、他の要因の中でもとりわけ、規制当局側の要件の加重、借入費用の上昇または顧客を引きつけるための取り組みの増加により、当社の経済的損害につながる可能性がある。

エンデサは、潜在的なレピュテーションに関する事象および影響を受ける利害関係者の特定ならびに監視作業を積極的に行っており、透明性はそのコミュニケーション方針の一部を形成するが、好ましくない結果になった場合、損害を被ったエンデサのイメージまたはレピュテーションが、エンデサの事業、経営成績、財務状態またはキャッシュ・フローに悪影響を及ぼさない保証はない。

## 訴訟および仲裁

「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記52を参照のこと。

以下は、2025年度財務書類の承認日以降の進捗または新しい訴訟である。

2026年度第1四半期に、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記52に記載されているエンデサが関与する訴訟および仲裁手続に関連して、以下の重要な変更が行われた。

- 9月14日付国王布告2021年第17号は、小売ガスおよび電力市場における天然ガス価格の高騰の影響を緩和するための緊急措置について、限界外および非排出型発電設備の過剰報酬を削減するための仕組みを確立した。この削減は、限界排出技術による天然ガス価格が卸売市場における電力価格反映された結果として得られる収入の増加に比例する。

この国王布告の規定に基づき、システムオペレーターは定められた方法に基づいて算出された金額の月次精算について責任を負う。支払い義務は、影響を受ける設備を所有する発電会社、または当該電力が同一グループ内で相対取引されている場合は小売業者に帰属する。

以前は、各企業または企業グループは、当時有効であった要件を満たす先物契約手段によってカバーされた電力量について、毎月、削減の対象外として申告することができた(これらの要件は、その後、元の規則を修正する複数の国王布告によって変更されている)。

上記に従い、2023年を通じてエンデサは法的に定められた要件を満たす対象外電力量を申告し、システムオペレーターが発行した精算額の支払いを行ったが、これらの支払いを害することなく、現行法に適合していないと判断したものに対して異議を申し立てた。

「CNMC」はこの仕組みの確認および検証を担当している。それに伴い、2022年7月18日に、2021年9月16日から2022年3月31日までのエンデサの精算を検証する手続を開始した。この手続は2024年4月18日の「CNMC」による決議により終了した。この決議は当初、エンデサに対して5百万ユーロの支払い義務を生じさせたものであり、エンデサは国家高等裁判所に上訴を提出した。

同様に、2024年4月18日の「CNMC」の決議に対し、エンデサは不利益な行為の撤回を求める書面を提出し、エンデサの純販売ポジションを算出する際に、「CNMC」がエンデサから提供した一定のデータを考慮し、その結果として、削減スキームの支払いから免除される電力量を修正するよう申請した。2024年9月14日に通知された、2024年10月10日付の「CNMC」の決議により、この申請は承認され、エンデサに有利な4百万ユーロの金額が認識された。その結果、エンデサが2024年4月18日の「CNMC」決議に対する上訴において請求した金額は1百万ユーロとなっている(当初は5百万ユーロであった)。

2025年7月、「CNMC」は2022年4月から2023年12月までの第2期に関するエンデサの精算の検証および確認手続の枠組み内で情報提供を要請した。一方、2026年3月には「CNMC」が当該手続に関する聴聞手続を開始し、エンデサは対応する意見書を提出した。規則の複雑さ、その後の度重なる改正、そして9月14日付国王布告2021年第17号の適用に関してより高い法的確実性を持たせる一般的かつ公的な基準の欠如、さらに前回の検証期間において指摘された不一致を考慮すると、最終的な結果を予測することは現時点では不可能である。2022年4月から2023年12月までの期間に関して最終的に精算される金額に影響が生じる可能性は排除できない。2023年度および2022年度に関して、エンデサは9月14日付国王布告2021年第17号に基づき、それぞれ119百万ユーロと9百万ユーロの支払いを行った。

- ・ 「CNMC」に対してEdistribución Redes Digitales, S.L.U.に関する競争制限的行為の疑いについて複数の申し立てがなされたことを受け、2023年6月、競争総局はエンデサの複数の本社において調査を実施した。その後、2024年7月5日、競争総局はEdistribución Redes Digitales, S.L.U.に対し、支配的地位の乱用の疑いで制裁手続を開始した。これには、電力商業化市場、エネルギーサービスの提供、計測機器の設置、および自給システムの設置ならびに運用に関する手続における精算の処理において、エンデサ以外の第三者サプライヤーに不利益をもたらす差別的扱いが含まれていた。

2025年7月14日、「CNMC」の競争総局は、S/0007/23の制裁手続の開始を拡張することに合意し、競争防衛法2007年7月3日第15号の第2条および欧州連合(EU)機能条約第102条に反する濫用的行為の疑いを追加した。これは、少なくとも2024年2月以降現在に至るまで、Endesa Energía S.A.U.がEdistribución Redes Digitales, S.L.U.の機密情報に特権的にアクセスしていた点に関するものである。

2026年2月11日、「CNMC」の競争総局は事実認定書を承認し、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に対し、支配的地位の濫用という2件の非常に重大な違反について責任を負うと認定した。これらは、いずれも7月3日付競争防衛法2007年第15号の第2条および欧州連合(EU)機能条約第102条に反するものである。具体的には以下の行為による。第一に、2019年10月から少なくとも2023年6月までの期間において、Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.が管理する通信チャンネルを通して、Endesa Energía, S.A.U.の顧客からの要請および苦情に対して直接かつ排他的な対応を可能とし、小売電力供給市場、計測機器の設置、自己消費システムの設置および運用において、当該チャンネルへ直接アクセスできない第三者競合他社の顧客を差別したこと。第二に、2023年10月から少なくとも2024年4月までの期間において、Endesa Energía, S.A.U.に対し、商業業務を行うための機密かつ商業的に機密性の高い情報へのアクセスを許可したことである。

「CNMC」競争総局に送付された複数の書簡を受け、2026年3月20日、同局は当該手続の通常終結を目指す措置を開始する合意を発表した。

- ・ エンデサS.A.が所属する法人所得税(CIT)および付加価値税(VAT)の連結税グループに関する、2011年から2014年の各事業年度の税務調査手続にかかる法人所得税(CIT)および付加価値税(VAT)の最終的な更正合意に関しては、中央経済行政裁判所(TEAC)の決定に対する控訴が国家高等裁判所において審理されている。2月には、付加価値税(VAT)に関する中央経済行政裁判所(TEAC)の決議に対する控訴について、国家高等裁判所から棄却判決が下され、当該判決に対しては、2026年3月27日付で最高裁判所に対する上告の準備書面が提出されている。

法人所得税(CIT)の主な争点は、発電所の廃止に関連して発生した費用の損金算入の可否、一定の金融費用、および調査対象期間における株式譲渡から生じた特定の損失の取り扱いに関する見解の相違にある。本件手続に関連する偶発債務は41百万ユーロにのぼり、債務の支払停止を確保するための保証も提供されている。付加価値税(VAT)については、主な争点は按分計算規則の適用であり、請求額は7百万ユーロに達し、その評価額は2023年6月5日に国家高等裁判所が保全措置を却下した後に支払われた。

- 2019年から2022年までの事業年度に関しては、2025年10月31日に、エンデサS.A.が所属する法人所得税(CIT)および付加価値税(VAT)の連結税グループの法人所得税(CIT)および付加価値税(VAT)の課税評価、ならびに個人所得税(IRPF)の源泉徴収および該当する場合は、検査対象企業の非居住者所得税(IRNR)源泉徴収に関する課税評価が通知された。2025年12月に意見書が提出された後、2026年3月29日および4月4日に更正決定が受領され、これらに対してそれぞれ経済行政上の不服申し立てが提起された。

主な争点は以下のとおりである：源泉徴収に関しては従業員による車両使用に対する扱い(当該手続に関連する偶発債務は1百万ユーロ)；法人所得税(CIT)については、引き続き争われている項目は主に、一定の金融費用の損金算入に関する見解の相違および発電所解体費用の損金算入に関する見解の相違(プロセスに関連する偶発費用は14百万ユーロ)に関するものである。

- エネルギー持続可能性のための財政措置に関する12月27日付法律2012年第15号の施行後から2018年10月までの間に、発電所での電力生産、または複合サイクル発電所での電力生産、または電力・熱のコージェネレーションのために使用されることを目的とした製品の製造および輸入に課税されていた、炭化水素税に関しては、2018年3月7日付欧州連合司法裁判所判決(事件C-31/17 – Cristal Union)に基づき、エンデサが支払った金額の返還を求める公開手続が進行しており、当該判決によれば、これらのケースには2003年10月27日付指令2003/96/ECの第14.1条a項に定める免除が適用されるとされている。エンデサが開始した手続は国家高等裁判所の判決待ちであるが、他の納税者によるコージェネレーションおよび複合サイクルにおけるガス使用に関する事案について、2024年7月から9月にかけて最高裁判所で出された複数の判決において、エンデサの立場が支持されている。国家高等裁判所で処理された同様の手続を受けて、エンデサは州検察庁からも完全および部分的に様々な認諾を受けている。

#### 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】

##### 業績等の概要

###### (1) 事業の概観

2025年12月31日において、当社は、本土発電18.0%、配電43.9%および最終顧客向け販売28.4%(規制緩和市場)の市場占有率を持ち、ポルトガルにおいて存在感を有していた。当社の中核的事業は、エネルギー事業である。当社はまた、当社の中核であるエネルギー事業に関連する事業(再生可能エネルギーおよびコージェネレーションならびに天然ガスの配給および供給等)にも従事している。

当社の電力事業は、主としてスペインおよびポルトガルに焦点を当てている。

2025年12月31日において、当社は23,323MW(2024年は22,154MWで5.3%増)の総設備容量を有し、2025年に当社は61,011GWh(2024年は59,780GWhで2.1%増)を発電、75,160GWh(2024年は74,376GWhで1.1%増)を販売し、約9.59百万人の顧客(供給先)(2024年は10.21百万人の顧客で6.1%減)に電力を供給している。

同日現在、当社は8,946人の従業員を有し、当社の総資産は約37,482百万ユーロであった。

2025年において、スペインで配電網を通じて最終顧客に供給されたエネルギー量は、143,555GWh(2024年は138,580GWh)であり、配電網は321,843キロメートル(2024年は320,329キロメートル)にわたり、顧客基盤は約12.719百万人(2024年は12.638百万人)であった。

ポルトガルにおいて、ENDESA Generación Portugal, S.A.は、現在855MW(控除後837MW)(2つのグループで構成される。)の複合循環発電所を操業している会社であるElecgas, S.A.(以下「Elecgas」という。)に対して50%の出資持分を有している。またエンデサは、Elecgasが発電するエネルギーの100%を両当事者間で有効である料金徴収契約によって所有している。

## 投 資

2025年および2024年においては、有形固定資産、運用財産および無形資産へのエンデサによる総投資はそれぞれ2,177百万ユーロおよび2,057百万ユーロであった。

	注記 <sup>(1)</sup>	投資		
		(単位：百万ユーロ)		
		2025年	2024年	% Chg.
<b>発電および商業化</b>		<b>790</b>	<b>764</b>	<b>3.4</b>
従来型発電 <sup>(2)</sup>		385	306	25.8
再生可能発電		372	412	(9.7)
商業化		33	46	(28.3)
<b>配 電</b>		<b>991</b>	<b>900</b>	<b>10.1</b>
<b>構造、サービスおよびその他<sup>(3)</sup></b>		<b>11</b>	<b>13</b>	<b>(15.4)</b>
<b>現物不動産投資および不動産投資信託合計<sup>(4)</sup></b>	<b>21.1、23</b>	<b>1,792</b>	<b>1,677</b>	<b>6.9</b>
<b>発電および商業化</b>		<b>347</b>	<b>355</b>	<b>(2.3)</b>
従来型発電 <sup>(2)</sup>		13	12	8.3
再生可能発電		62	52	19.2
商業化		272	291	(6.5)
<b>配 電</b>		<b>26</b>	<b>14</b>	<b>85.7</b>
<b>構造、サービスおよびその他<sup>(3)</sup></b>		<b>12</b>	<b>11</b>	<b>9.1</b>
<b>無形資産合計</b>	<b>24.1</b>	<b>385</b>	<b>380</b>	<b>1.3</b>
<b>総投資合計</b>		<b>2,177</b>	<b>2,057</b>	<b>5.8</b>
<b>資本費補助および売却された設備</b>		<b>(309)</b>	<b>(300)</b>	<b>3.0</b>
<b>発電および商業化</b>		<b>(13)</b>	<b>(22)</b>	<b>(40.9)</b>
従来型発電		(8)	(3)	166.7
再生可能発電		-	(19)	(100.0)
商業化		(5)	-	該当なし
<b>配 電</b>		<b>(296)</b>	<b>(278)</b>	<b>6.5</b>
<b>純投資合計</b>		<b>1,868<sup>(5)</sup></b>	<b>1,757</b>	<b>該当なし</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 2025年会計年度には、半島外の領域(NPT)での有形および無形の総投資額は、それぞれ80百万ユーロと2百万ユーロ(2024年は73百万ユーロと1百万ユーロ)だった。

(3) 構造、サービスおよび調整。

(4) 2025年、170百万ユーロ(2024年は55百万ユーロ)となる使用权に関する追加を含む。(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度に対応する連結財務書類の注記22を参照のこと。)

(5) 事業合併の一部として含まれているE-Generación Hidráulica, S.L.U.およびCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.の買収は含まれていない(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度に対応する連結財務書類の注記8を参照のこと。)

主要な投資に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記21.1、23および24.1を参照のこと。

## 規制枠組み

規制枠組みに関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6に記載されている。

## 2025年における規制の動向

2025年における規制の動向に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記6に記載されている。

規制の観点から見ると、2026年第1四半期の主な動向は以下のとおりである。

## スペインにおける規制枠組み

### 配電からの報酬

2025年12月30日、「CNMC」からの12月22日付通達2025年第8号が官報(BOE)に掲載され、2026-2031年の新たな規制期間における活動報酬の新たな方法が確立された。この新しい方法は、投資コストと運用・保守コストを共同で考慮するモデル(「TOTEX」モデル)への移行を示し、報酬の一部を割り当てられた能力の進化に結びつける仕組みを導入することとなる。これにより、過剰投資を回避しシステムのコストの財務的実現可能性を確保することを目的としている。同様に、一部の報酬項目は簡素化され、損失削減と品質向上のための現在のインセンティブも再定義された。

金融報酬率に関しては、2025年12月30日に「CNMC」が12月22日付通達2025年第9号を官報(BOE)にて公表し、新たな2026-2031年の規制期間に合わせて率を修正し、その価値を6.58%と設定した。

同時に、環境移行・人口課題省(MITECO)は、電力送配電網の投資計画を規制する国王布告草案に関する公聴会を開始した。この案は投資限度額の拡大を検討しており、現在承認待ちの状態にある。

さらに、2025年12月31日、「CNMC」の2025年11月18日付決議が官報(BOE)に掲載され、電力送配電会社に対し、送配電以外の活動における光ファイバー使用に対する2026年分の年間報酬の調整が定められた。

そして最終的に2026年3月20日、「CNMC」は2023年にかかる電力配電設備所有企業の報酬を定める決議案の審理を開始した。

## 半島外の領域(NPT)における電力システム

2026年1月27日、1月26日付命令TED/30/2026が官報(BOE)に掲載され、半島外の領域(NPT)における電力生産活動の報酬計算に用いられる技術的および経済的パラメータを定め、2026-2031年の規制期間中に追加の報酬制度が導入された。

財務報酬率に関しては、2026年3月20日付特別閣僚評議会において、中東危機への包括的対応計画を承認するものである3月20日付国王布告2026年第7号を承認した。この措置の一環として、報酬率の価値を再び6.58%に設定している。この国王布告は2026年3月26日付議会本会議において可決され、緊急手続きによる法案としての処理も承認された。

同様に、前述の3月20日付国王布告2026年第7号は例外的に、2017年、2018年および2020年度の一般国家予算でカバーされる半島外の領域(NPT)における電力生産の追加費用の一部に対応する正の残高を、2026年度の一般国家予算に計上される部分を補填するために使用できると定めている。

最後に、2024年に開催された半島外の領域(NPT)における電力システムの追加報酬制度を認定するための有利な適合性決議の付与のための競争入札手続に関しては、前述の入札手続は2026年2月3日付エネルギー政策・鉱山総局決議により解決され、2026年2月24日付官報(BOE)に掲載された。これに基づき、既存ユニットの拡張に対応する53件のエンデサのプロジェクトに有利な適合性決議が付与されており、そのうち9つは寿命延長投資を含む。決議によれば、追加投資の有無にかかわらず、有利な適合性決議が付与されなかった既存ユニットの拡張プロジェクトは、供給の安全性に対する影響に関するシステムオペレーターからの報告を条件に報酬を維持する。

### **再生可能エネルギー資源、コージェネレーションおよび廃棄物からの生産**

2026年2月3日、1月27日付命令TED/53/2026が官報(BOE)に掲載され、再生可能エネルギー源、コージェネレーション、廃棄物の特定施設からの電力生産に適用される標準設備の報酬パラメータを更新し、2026年1月1日より開始される規制期間に適用し、新たな標準設備およびそれに対応する報酬パラメータを承認した。現在、2020-2025年の規制期間の財務報酬率は7.09%で適用されている。

2026年1月3日および3月31日、2025年12月31日付および2026年3月30日付決議が官報(BOE)に掲載され、燃料価格に大きく依存する標準的な発電設備の2026年第1四半期および第2四半期に対応する値がそれぞれ更新された。

### **供給および契約に関する一般規則を承認し、電力供給における商業化、集約、および消費者保護の条件を定める国王布告草案に関する協議**

2026年2月12日、2月11日付国王布告2026年第88号が官報(BOE)に公布され、電力供給・商業化・集約に関する一般規則を承認した。この規則は、現在さまざまな基準でばらつきがある電力供給および契約に関する規則を統合し、現在の事実と新しいビジネスモデルに適応させることを目指している。以下は国王布告草案に含まれるいくつかの側面である。

- 供給者が、顧客から明示的に要求されない限り、電話による営業および契約慣行に従事することを禁止する。
- 20万人以上の顧客を持つ供給企業は、現物市場に連動した動的価格の提供を有することが義務づけられる。
- 商業化活動にアクセスするための新たな要件が設けられ、財務的健全性の証明および資格剥奪申請の手続、これに伴う保全措置が策定される。
- 電力供給者の変更期限は現在の21日から10営業日に短縮され、また、新規供給事業者は契約成立から最大24時間以内に配電事業者へ申請を送付しなければならない。

- 電力供給契約に関しては、通常1年間の期間で黙示的に同期間更新されるという一般的なルールに対し、異なる期間について自由に合意できる可能性が導入され、複数の供給事業者との同時契約および卸売市場との直接取引も可能となるが、これらは同じ決済期間(現在は15分)に該当しない。契約容量が15kW未満の供給については、顧客はいつでも違約金無しに契約を終了できる。ただし、規制緩和市場における固定価格契約の初回更新前であれば、違約金はその年の未請求のエネルギーの5%を超えてはならない。脆弱な消費者が小口消費者向け自主価格制度(PVPC)に加入する変更を行った場合、違約金は課されない。
- アグリゲーターの地位は規制されており、その権利と義務が定められている。
- 配電事業者、供給事業者およびアグリゲーターは、少なくともデジタル手段により利用可能な無料のカスタマーサービスを提供する必要がある。請求は最大15営業日以内に解決されなければならない。また、供給事業者が自主的に追加の消費者保護メカニズム(顧客オンブズマン)を策定することも可能で、その決議は最大2か月以内に発出され、当該企業を拘束する。

### 弱い消費者、「社会的補填」または助成金

2025年12月27日、12月23日付命令TED/1524/2025が官報(BOE)に掲載され、2026年の社会的補填の資金負担主体が支払う単位額が更新された。もっとも、2月3日付国王布告2026年第7号に含まれる割引の改正を受け、2026年の単位額を修正する新たな命令の手続が開始されている。

さらに、承認されたエネルギー貧困に対する国家戦略の期間は5年(2019–2024年)であり、2025年に環境移行・人口課題省(MITECO)により行われた2回の公聴会を経て、2026年2月7日に閣僚評議会は2026–2030年のエネルギー貧困に対する国家戦略を承認した。この戦略に続き、2026年2月18日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、エネルギー貧困に関するデータおよび指標の集約および利用可能性の改善、その監視および評価の強化、ならびに脆弱な消費者を対象とした公共政策の意思決定を支援する情報提供を目的としたエネルギー貧困観測所の設置に関する事前公開協議を開始した。

### グリッド接続の技術的要件

2026年2月12日、2月9日付命令TED/82/2026が官報(BOE)に掲載され、グリッド接続の技術的要件を定めた7月16日付命令TED/749/2020を改正した。

この命令は、欧州のネットワーク接続規則を拡張する形で、電力施設のグリッド接続に適用される国内規制枠組みを更新するものである。この規制は、低容量設備を含む発電設備の技術要件の調整を導入し、特に電圧低下や障害後の電力回復に関する調整およびエネルギー貯蔵施設のための移行枠組みも組み込んでいる。同様に、半島外の領域(NPT)の電力システムに関連する一定の設備についても追加の具体的な要件が含まれている。

## エネルギー効率

2025年12月26日、MITECOは2026年にかかる国家エネルギー効率基金への拠出義務を定める命令案に関する公聴会を開始した。この命令は、エンデサについて224百万ユーロ相当の経済的金額が見込まれており、そのうち少なくとも8%は基金への財政拠出により充当されなくてはならず、残りの義務はエネルギー節約証書の提示によって履行されるものとされている。

## 中東危機に対する包括的対応計画を承認する国王布告2026年第7号

2026年3月21日、現在のエネルギー環境が市民および最も危険にさらされている産業部門に与える影響を緩和することを目的とし、議会で承認されなかった以前の国王布告に含まれていた他の措置も復活させた3月20日付国王布告2026年第7号が官報(BOE)に掲載された。これらの措置の一部は以下のとおりである。

- ・ 税制分野において:2026年中の電力生産価値税は、第1四半期は6.3%、第2四半期は0.0%、残りの期間は7.0%に設定されており、これに伴う歳入減少を補うために一般国家予算(PGE)に450百万ユーロが計上される。同様に、2026年6月30日までは、電力(供給容量10kW未満もしくは社会的補填の対象となる重度の脆弱消費者向け)および炭化水素に対して付加価値税(VAT)率が10%に引き下げられ、電気税率は5%から0.5%に引き下げられる。さらに、太陽光パネル、充電ポイントおよびヒートポンプの設置に関する税控除も設けられている。
- ・ 消費者保護措置:2026年中は電力の社会的補填について、より高い割引率(脆弱消費者について42.5%、重度の脆弱消費者について57.5%)が維持される。また、熱の社会的補填における受給者1人あたりの最低給付額が50ユーロ引き上げられる。さらに、脆弱消費者および重度の脆弱消費者に対する供給切断の禁止が2026年を通じて延長される。
- ・ 産業保護措置:2026年12月31日まで、契約済の供給契約について、契約フローおよびアクセス料金の変更に伴う追加費用を負担せずに現在の状況に適合させるための柔軟性を提供する措置が策定される。これに伴う一時的な柔軟性の追加費用をカバーするために、一般国家予算(PGE)に112百万ユーロが計上される。同様に、2026年1月1日から12月31日まで、電気集約型消費者に対して電力通行料の80%減額が設定され、これは一般国家予算(PGE)に220百万ユーロを計上して補填される。
- ・ 非半島領土の電力システム(NPT)に関しては、2026-2031年の規制期間における財務報酬率の価値は6.58%に設定されている。同様に、2017年、2018年、2020年度において一般国家予算に帰属する当該領域の追加費用部分に対応する会計の正の残高を、2026年度の一般国家予算に帰属する部分を補填するために使用しうることが定められている。
- ・ 容量ならびにアクセスおよび接続許可に関しては、許可に関する透明性を強化し、既存グリッドの活用を最大化し、電化プロジェクトの効率化を図る措置が導入される。これらの措置の中には、1kV以上の電圧の接続地点について、需要側の接続許可の取得から事業開始までの期間、アクセス容量の予約に対する料金が設定されており、これは支払われべきものとされること、未払いの場合には許可の自動失効が予定されること、ならびに、既存の許可を保証の執行を伴うことなく任意に放棄することを可能にする経過制度が創設されることが含まれる。

- ・ また、通常の影響宣言(DIA)を要する国家レベルの発電および貯蔵施設に関する行政手続きにおいて単一の公開情報手続の創設等、行政の簡素化措置も含まれている。また、戦略的プロジェクトに優先的取扱いが与えられ、再発電にかかる管理期限が短縮される。
- ・ ガス分野では、確定消費または販売の20日分に相当する容量を超える年間契約容量について、地下貯蔵料金がゼロに設定される。
- ・ 発電地点と消費地点の最大距離を2キロメートルから5キロメートルに拡大することで自己消費を強化し、地域団体は新しいモダリティやエネルギー共同体を促進する権限が付与される。
- ・ 揚水式水力発電技術について公共の公益性の宣言が明示的に定められている。

## 2026年の電気料金

2025年12月22日、「CNMC」の2025年12月18日付決議が官報(BOE)に掲載され、2026年の送電および配電料金が、平均0.7%の増加を想定して定められた。

さらに、2025年12月27日、12月23日付命令TED/1524/2025が官報(BOE)に公表され、2026年度の電力システム料金の価格、2026年度の電力システムの各種規制コストの設定、および2026年の社会的補填に関連する資金分配の承認が行われた。この命令により、現在の料金と比べて料金が10.3%引き上げられる。

## 2026年天然ガス料金

2025年12月22日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年12月22日付決議が公表され、2026年1月1日から適用される天然ガスのラストリゾートタリフ(TUR)が公表され、ラストリゾートタリフ1(TUR1)、ラストリゾートタリフ2(TUR2)、およびラストリゾートタリフ3(TUR3)はそれぞれ3.7%、4.3%、4.8%引き下げられた。また、不動産所有者協会に適用されるラストリゾートタリフ(TUR)は3.7%から7.8%の範囲で引き下げられる。

2026年3月30日、エネルギー政策・鉱山総局の2026年3月27日付決議が官報(BOE)に掲載され、2026年4月1日より天然ガスにラストリゾートタリフ(TUR)が適用されることが公表された。ラストリゾートタリフ1(TUR1)、ラストリゾートタリフ2(TUR2)およびラストリゾートタリフ3(TUR3)はそれぞれ16.9%、18.2%、19.1%引き下げられる。不動産所有者協会に適用される最終手段関税(TUR)は10.4%から21.8%の範囲で引き下げられる。

## 揚水式水力発電所における発電設備の許可・認可および水利権

2026年3月5日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、エネルギー生産設備の許可ならびに認可、および揚水式水力発電所における水利権の付与に適用される統一行政手続の創設に関する事前公聴会を開始した。この取り組みは、水力エネルギー貯蔵プラントに関する効率性、法的確実性および処理期間を改善するため、電力部門および公有水域部門において現在実施されている行政手続を簡素化し、調整することを目的としている。

## 重要エンティティの保護とレジリエンスに関する法案

2026年3月17日、閣僚理事会は重要エンティティの保護およびレジリエンスに関する法案を承認し、戦略部門における重要インフラを運営する公的および民間団体の継続性および安全性を確保することを目的とした欧州規則をスペイン法に移植した。この規則は従来の保護対象(エネルギー、輸送、水、健康、食品)を拡大し、水素および地区冷暖房システム等の新たな部門を含め、保護およびレジリエンスに関する特定の義務を定めるものである。この法案は議会での審議および承認のためにコルテス・ヘネラレスへ送付されている。

## 電力価格算定のための方法論

2026年4月9日、「CNMC」は、電力部門におけるサービス接続、引込工事、検証、制御・計量機器に関する行動、接続およびネットワークアクセス調査、ならびに電力部門における計量・制御機器のレンタルのための料金を算定する方法論に関する決議案の見直しプロセスを開始した。これは、ネットワークのデジタル化、新規需要および分散型発電の統合、ならびに脱炭素化に伴う課題に適合させることを目的とする。

## 2027年までのガスアクセス通行料延長に関する公開協議

2026年4月13日、「CNMC」は、2026年のガス年度に適用される送ガスネットワーク、地域ネットワーク、および再ガス化設備のアクセス通行料を2027年のガス年度に延長する決議案に関する公聴会を開始した。

## 2027年から2032年の規制期間における再ガス化、送ガス、技術システム管理および天然ガス配給に関連する活動等についての財務報酬率に関する公開協議

2026年4月20日、「CNMC」は、送ガス、再ガス化、技術システム管理に対して6.46%、ガスメーターの賃料設定を含む配ガス関連活動に対して6.67%の財務報酬率を定める決議案に関する公聴会を開始した。

## ヨーロッパにおける規制枠組み

### 産業競争力:「産業加速器法」

ネットゼロ産業法(NZIA)に関する規則(EU)2024/1735の枠組みの中で、2026年3月4日、欧州委員会は産業加速器法規制案を公表した。この立法提案は、「メイド・イン・ヨーロッパ」産業の脱炭素化の加速を強化し、ネットゼロ排出技術の製造を促進するとともに、欧州製品を優先するための厳格な要件の対象となる公的入札を通じた当該技術の調達を促進することを目的としている。

## 「市民エネルギーパッケージ」コミュニケーション

2026年3月10日、欧州委員会は、市民にとってエネルギーをより利用しやすくすることを目的とする「市民向けエネルギーパッケージ」コミュニケーション(COM/2026/115 final)を公表した。このコミュニケーションは、いわゆる「手頃なエネルギーのための行動計画」の枠組みの中に位置づけられる。

このコミュニケーションは、加盟国に対して家計に対する税負担の軽減を促し、消費者がより手頃な契約に切り替えられるよう透明な情報を有することができるよう設計されている。また、脆弱な家計やエネルギー貧困状況にある家計の保護に重点を置きつつ、エネルギー共同体の発展およびエネルギー効率の向上も目指すものである。

## 持続可能な金融

企業に対する行政負担軽減と産業競争力強化を目的とする欧州連合のオムニバス・パッケージの一環として、2026年1月8日に欧州連合官報(OJEU)、委任規則(EU)2026年第73号が欧州連合官報(OJEU)に公表され、タクソノミー開示、気候および環境に関する委任規則(それぞれ7月6日付委任規則2021年第2178号、6月4日付委任規則2021年第2139号および6月27日付委任規則2023年第2486号)を改正した。

主な簡素化措置としては、金融・非金融を問わず、企業に対し、自社事業にとって重要でない活動のタクソノミー整合性を評価することを免除することが含まれる。重要性がないとされる基準は、総所得、設備投資(CapEx)または運営費(OpEx)の10%未満に設定されている。さらに、重要性があるとみなされる活動に関しても、非金融企業は運営費が自社のビジネスモデルにとって重要でないと考えられる場合には、その運営費についてタクソノミー整合性を評価する義務が免除される。この改正は、売上高または設備投資に関する情報が、当該活動の持続可能性を評価する上でより関連性が高いとの考慮に基づくものである。同様に、報告テンプレートも簡素化され、非金融企業が報告すべきデータポイント数が64%削減された。

この規則では、それらの簡素化措置が2026年1月1日から適用され、2025会計年度を対象とすることを定めている。ただし、企業には、より便宜であると考えられる場合には、2026会計年度から当該措置を適用する選択肢が提供されている。

(2) 経営成績

営業成績

2025年 12月31日 時点	61,011GWh 2025年における発電 <sup>(1)</sup>  このうち17,682GWhが再生 可能エネルギー	11,191MW 半島における正味設備再生可 能容量  合計18,276MW	321,843km 送配電網
	12,580千人 デジタル化顧客  デジタル化顧客割合は99%	9,590千人 顧客数(電気) <sup>(2)(3)</sup>  このうち6,201千人が規制緩 和市場の顧客	75,160GWh 2025年の電気売上 <sup>(4)</sup>  2024年と比べて+1.1%
	27,699ユニット 公的および民間の充電ス テーション  2024年12月31日から +23.6%	1,699千人 顧客数(ガス) <sup>(2)</sup>  このうち1,224千人が規制緩 和市場の顧客	62,547GWh 2025年のガス売上 <sup>(5)</sup>  2024年と比べて+0.6%

- (1) バスパーにおいて。  
 (2) 供給地点。  
 (3) 商業化会社の顧客。  
 (4) 最終顧客への売上。  
 (5) 自己発電消費を除く。

以下は2025年における最も関連性の高い営業数値の内訳および前年比の変動を表している。

営業実績	SDGs <sup>(1)</sup>	単位	2025年	2024年	%Chg.
発電 <sup>(2)</sup>		GWh	61,011	59,780	2.1
再生可能電気の発電	7	GWh	17,682	17,792	(0.6)
総設備容量		MW	23,323 <sup>(3)</sup>	22,154 <sup>(4)</sup>	5.3
正味設備容量		MW	22,616 <sup>(3)</sup>	21,455 <sup>(4)</sup>	5.4
半島における正味設備再生可能容量	7	MW	11,191 <sup>(3)</sup>	10,032 <sup>(4)</sup>	11.6
再生可能資源による半島外の領域(NPT)における正味設備容量	7	MW	118 <sup>(3)</sup>	105 <sup>(4)</sup>	12.4
分配エネルギー <sup>(5)</sup>	9	GWh	143,555	138,580	3.6
デジタル化顧客 <sup>(6)</sup>	9	千	12,580 <sup>(3)</sup>	12,495 <sup>(4)</sup>	0.7
送配電網	9	km	321,843 <sup>(3)</sup>	320,329 <sup>(4)</sup>	0.5
エンドユーザー <sup>(7)</sup>		千	12,719 <sup>(3)</sup>	12,638 <sup>(4)</sup>	0.6
デジタル化顧客割合 <sup>(8)</sup>		(%) <sup>(8)</sup>	99 <sup>(3)</sup>	99 <sup>(4)</sup>	-
発電売上合計 <sup>(2)</sup>		GWh	83,547	82,881	0.8
正味発電売上 <sup>(9)</sup>		GWh	75,160	74,376	1.1
ガス売上 <sup>(10)</sup>		GWh	62,547	62,170	0.6
顧客数(電気) <sup>(11)(12)</sup>		千	9,590 <sup>(3)</sup>	10,217 <sup>(4)</sup>	(6.1)
規制緩和市場 <sup>(13)</sup>		千	6,201 <sup>(3)</sup>	6,670 <sup>(4)</sup>	(7.0)
顧客数(ガス) <sup>(11)</sup>		千	1,699 <sup>(3)</sup>	1,777 <sup>(4)</sup>	(4.4)
規制緩和市場		千	1,224 <sup>(3)</sup>	1,302 <sup>(4)</sup>	(6.0)
公的および民間の充電ステーション	11	単位	27,699 <sup>(3)</sup>	22,417 <sup>(4)</sup>	23.6
公的充電ステーション(単位)		単位	7,058 <sup>(3)</sup>	6,188 <sup>(4)</sup>	14.1
民間の充電ステーション(単位)		単位	20,641 <sup>(3)</sup>	16,229 <sup>(4)</sup>	27.2
公的発光点	11	単位	134 <sup>(3)</sup>	151 <sup>(4)</sup>	(11.3)
需要への対応		MW	113 <sup>(3)</sup>	51 <sup>(4)</sup>	121.6
事業年度末の人員		従業員数	8,946 <sup>(3)</sup>	8,914 <sup>(4)</sup>	0.4
平均人員		従業員数	8,878	8,816	0.7

(1) 持続可能な開発目標 (SDGs)

(2) バスパーにおいて

(3) 2025年12月31日時点

(4) 2024年12月31日時点

(5) 契約の有無にかかわらず顧客に供給されるエネルギー、発電業者の付随的消費および他の敷設網(送電網または配電網)へのアウトプット

(6) 作動中のスマートメーター

(7) 配電会社の顧客

(8) デジタル化顧客/エンドユーザーの数(%)

(9) 最終顧客への売上

(10) 社内発電消費を除く

(11) 供給ポイント

(12) 商業化会社の顧客

(13) 規制緩和された商業化会社の顧客

発 電

(単位：GWh)

発電(1)	2025年		2024年		% Chg.
	GWh	割合(%)	GWh	割合(%)	
<b>半島</b>	<b>49,622</b>	<b>81.3</b>	<b>48,769</b>	<b>81.6</b>	<b>1.7</b>
再生可能エネルギー	17,682	29.0	17,792	29.8	(0.6)
水 力	8,435	13.8	7,660	12.8	10.1
風 力(2)	5,756	9.4	6,374	10.7	(9.7)
太 陽 光(3)	3,490	5.7	3,758	6.3	(7.1)
そ の 他	1	0.0	-	-	-
原 子 力	24,924	40.9	24,152	40.4	3.2
複合循環(CCGT)	7,016	11.5	6,825	11.4	2.8
<b>半島外の領域(NPT)</b>	<b>11,389</b>	<b>18.7</b>	<b>11,011</b>	<b>18.4</b>	<b>3.4</b>
石 炭	89	0.1	54	0.1	64.8
燃料ガス	4,378	7.2	4,309	7.2	1.6
複合循環(CCGT)	6,922	11.3	6,648	11.1	4.1
<b>合計</b>	<b>61,011</b>	<b>100.0</b>	<b>59,780</b>	<b>100.0</b>	<b>2.1</b>

(1) バスパーにおいて

(2) 2025年は、半島外の領域(NPT)に対応する84GWhを含む(2024年においては99GWh)。

(3) 2025年は、半島外の領域(NPT)に対応する94GWhを含む(2024年においては92GWh)。

2025年において、非排出型、再生可能エネルギーおよび原子力は、エンデサの半島での発電構成の85.8%を占めていた。その他の部門では83.9%を占めている(2024年はそれぞれ86.0%および88.0%)。

下図は、エンデサの2025年における技術別の半島電力構成を示したものである。



## 総設備容量および正味設備容量

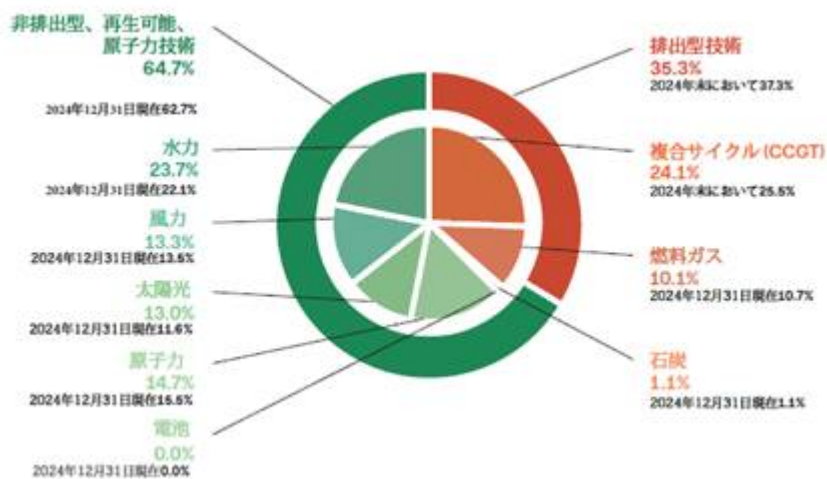
総設備容量	2025年12月31日		2024年12月31日		% Chg.
	MW	割合(%)	MW	割合(%)	
<b>半島</b>	<b>18,639</b>	<b>79.9</b>	<b>17,457</b>	<b>78.8</b>	<b>6.8</b>
再生可能エネルギー <sup>(1)</sup>	11,363	48.7	10,181	45.9	11.6
水 力	5,421	23.2	4,790	21.6	13.2
風 力 <sup>(2)</sup>	3,002	12.9	2,893	13.1	3.8
太 陽 光 <sup>(3)</sup>	2,929	12.6	2,492	11.2	17.5
バッテリー <sup>(4)(5)</sup>	11	0.0	6	0.0	83.3
原 子 力	3,453	14.8	3,453	15.6	-
複合循環(CCGT)	3,823	16.4	3,823	17.3	-
<b>半島外の領域(NPT)</b>	<b>4,684</b>	<b>20.1</b>	<b>4,697</b>	<b>21.2</b>	<b>(0.3)</b>
石 炭	260	1.1	260	1.2	-
燃料ガス	2,567	11.0	2,580	11.6	(0.5)
複合循環(CCGT)	1,857	8.0	1,857	8.4	-
<b>合計</b>	<b>23,323</b>	<b>100.0</b>	<b>22,154</b>	<b>100.0</b>	<b>5.3</b>

- (1) 2025年および2024年12月31日時点で、追加設置容量はそれぞれ1,175MWおよび232MWであった。  
(2) 2025年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に対応する42MWを含んでいた(2024年12月31日時点では42MW)。  
(3) 2025年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に対応する65MWを含んでいた(2024年12月31日時点では57MW)。  
(4) 2025年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に対応する11MWを含んでいた(2024年12月31日時点で6MW)。  
(5) バッテリーエネルギー貯蔵システム(BESS)の容量は再生可能エネルギー容量として含まれている。

正味設備容量	2025年12月31日		2024年12月31日		% Chg.
	MW	割合(%)	MW	割合(%)	
<b>半島</b>	<b>18,394</b>	<b>81.3</b>	<b>17,222</b>	<b>80.3</b>	<b>6.8</b>
再生可能エネルギー <sup>(1)</sup>	11,309	50.0	10,137	47.2	11.6
水 力	5,368	23.7	4,746	22.1	13.1
風 力 <sup>(2)</sup>	3,001	13.3	2,893	13.5	3.7
太 陽 光 <sup>(3)</sup>	2,929	13.0	2,492	11.6	17.5
バッテリー <sup>(4)(5)</sup>	11	0.0	6	0.0	83.3
原 子 力	3,328	14.7	3,328	15.5	-
複合循環(CCGT)	3,757	16.6	3,757	17.6	-
<b>半島外の領域(NPT)</b>	<b>4,222</b>	<b>18.7</b>	<b>4,233</b>	<b>19.7</b>	<b>(0.3)</b>
石 炭	241	1.1	241	1.1	-
燃料ガス	2,293	10.1	2,304	10.7	(0.5)
複合循環(CCGT)	1,688	7.5	1,688	7.9	-
<b>合計</b>	<b>22,616</b>	<b>100.0</b>	<b>21,455</b>	<b>100.0</b>	<b>5.4</b>

- (1) 2025年および2024年12月31日時点で、追加設置容量はそれぞれ1,161MWおよび232MWであった。  
(2) 2025年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に関連する42MWを含んでいた(2024年12月31日時点では42MW)。  
(3) 2025年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に関連する65MWを含んでいた(2024年12月31日時点では57MW)。  
(4) 2025年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に対応する11MWを含んでいた(2024年12月31日時点で6MW)。  
(5) バッテリーエネルギー貯蔵システム(BESS)の容量は再生可能エネルギー容量として含まれている。

下図は、エンデサの2024年12月31日における技術別の本土電力構成を示したものである。



## 商業化 電気

(単位：千)

顧客数(電気)(1)(2)	2025年12月31日	2024年12月31日	% Chg.
規制市場	3,389	3,547	(4.5)
スペイン半島	2,932	3,065	(4.3)
半島外の領域(NPT)	457	482	(5.2)
規制緩和市場	6,201	6,670	(7.0)
スペイン半島	4,665	5,050	(7.6)
半島外の領域(NPT)	940	971	(3.2)
スペイン国外	596	649	(8.2)
<b>合計</b>	<b>9,590</b>	<b>10,217</b>	<b>(6.1)</b>
収益/供給地点 (3)	1.5	1.4	-

(1) 供給地点

(2) 商業化会社の顧客

(3) 電力売上からの収益と電力供給地点数間の相関(千ユーロ/供給地点)

(単位：GWh)

	電力売上合計(1)			正味電力売上(2)		
	2025年	2024年	% Chg.	2025年	2024年	% Chg.
規制価格	8,732	8,647	1.0	7,413	7,320	1.3
規制緩和市場	74,815	74,234	0.8	67,747	67,056	1.0
スペイン	63,843	62,662	1.9	57,447	56,184	2.2
スペイン国外	10,972	11,572	(5.2)	10,300	10,872	(5.3)
<b>合計</b>	<b>83,547</b>	<b>82,881</b>	<b>0.8</b>	<b>75,160</b>	<b>74,376</b>	<b>1.1</b>

(1) バスバーにおいて

(2) 最終顧客への売上

## ガ ス

(単位：千)

顧客数(ガス) <sup>(1)</sup>	2025年12月31日	2024年12月31日	% Chg.
規制市場	475	475	-
スペイン半島	450	449	0.2
半島外の領域(NPT)	25	26	(3.8)
規制緩和市場	1,224	1,302	(6.0)
スペイン半島	1,021	1,089	(6.2)
半島外の領域(NPT)	58	61	(4.9)
スペイン国外	145	152	(4.6)
<b>合計</b>	<b>1,699</b>	<b>1,777</b>	<b>(4.4)</b>
収益/供給地点 <sup>(2)</sup>	2.1	1.8	-

(1) 供給地点

(2) ガス売上からの収益とガス供給地点数間の相関(千ユーロ/供給地点)

(単位：GWh)

ガス売上	2025年	2024年	% Chg.
規制緩和市場	59,639	59,538	0.2
スペイン	47,184	46,925	0.6
スペイン国外	12,455	12,613	(1.3)
規制市場	2,908	2,632	10.5
<b>合計<sup>(1)</sup></b>	<b>62,547</b>	<b>62,170</b>	<b>0.6</b>

(1) 自家発電消費を除く。

## その他の商品およびサービス

業績	2025年12月31日	2024年12月31日	% Chg.
公的および民間の充電ステーション(単位)	27,699	22,417	23.6
公的充電ステーション(単位)	7,058	6,188	14.1
民間の充電ステーション(単位)	20,641	16,229	27.2

## 配電

供給品質測定	2025年	2024年	% Chg.
分配エネルギー(GWh) <sup>(1)</sup>	143,555	138,580	3.6
エネルギー損失(%) <sup>(2)</sup>	6.3	6.4	-
設備容量相当中断時間(平均)-TIEPI(分) <sup>(3)</sup>	45.0	47.7	(5.7)
流通ネットワークにおける中断期間-SAIDI(分) <sup>(4)</sup>	56.0	56.0	-
配電網における中断回数-SAIFI <sup>(4)</sup>	1.0	1.1	(9.1)

(1) 契約の有無にかかわらず顧客に供給されるエネルギー、発電業者の付随的消費および他の敷設網(送電網と流通ネットワーク)へのアウトプット。

(2) 流通会社へインプットされるエネルギー間で除いた分配エネルギー(または流通ネットワークに注入されるエネルギー)を差し引いた、配電網におけるエネルギーのインプット(または流通ネットワークに注入されるエネルギー)。

(3) スペイン規制基準は、社内の予定された送電設備容量相当中断時間(ICEIT)に関するデータを含む。

(4) 出典：社内。過去12か月に関する数値。

業績の分析

5,756百万ユーロ	3,331百万ユーロ	2,198百万ユーロ	2,351百万ユーロ
税引前営業利益 (EBITDA)	営業利益(EBIT)	当期利益	純経常利益
+8.7% 2024年比	+8.5% 2024年比	+16.4% 2024年比	+18.0% 2024年比

2025年の親会社に帰属する純利益は、前年同期に獲得した1,888百万ユーロと比較して16.4%増加して、2,198百万ユーロであった。

2025年のエンデサの純経常利益は、前年の1,993百万ユーロ(18.0%増)に対し2,351百万ユーロとなった(詳細は後述)：

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年	差異	% 増減
<b>純利益</b>	<b>2,198</b>	<b>1,888</b>	<b>310</b>	<b>16.4</b>
非金融資産処分損益 <sup>(1)</sup>	-	(28)	28	(100.0)
ファイバー・オプティクス利用権の譲許	-	(28)	28	(100.0)
非金融資産の減損に伴う当期純損失 <sup>(1)</sup>	153	95	58	61.1
流通活動	34	-	34	該当無し
再生可能発電所プロジェクト	119	107	12	11.2
Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (Palma de Mallorca)の旧本社隣接地	-	(12)	12	(100.0)
脱炭素化プランおよびプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築計画に対する人件費の純当初配分	-	38	(38)	(100.0)
<b>経常利益</b>	<b>2,351</b>	<b>1,993</b>	<b>358</b>	<b>18.0</b>

(1) 10百万ユーロ以上

2025年のエンデサの連結損益計算書の主要数値と前年度比の推移を下表に示す。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	最も重大な数値			
		2025年	2024年	差額	% Chg.
<b>収益</b>	10	21,424	21,307	117	0.5
<b>仕入およびサービス</b>	11	(13,609)	(13,054)	(555)	4.3
<b>貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出</b>	12	92	(908)	1,000	該当無し
<b>限界利益</b>		7,907	7,345	562	7.7
自己建設資産	3.2b.1 および 3.2d.3	273	275	(2)	(0.7)
人件費	13	(962)	(986)	24	(2.4)
その他の固定営業費用	14	(1,480)	(1,396)	(84)	6.0
その他の損益	15	18	55	(37)	(67.3)
<b>事業総利益(EBITDA)</b>		<b>5,756</b>	<b>5,293</b>	<b>463</b>	<b>8.7</b>
非金融資産における 減価償却費および減損損失	16.1	(2,256)	(2,018)	(238)	11.8
金融資産における減損損失	16.2	(169)	(204)	35	(17.2)
<b>事業利益(EBIT)</b>		<b>3,331</b>	<b>3,071</b>	<b>260</b>	<b>8.5</b>
<b>純金融業績</b>	17	<b>(451)</b>	<b>(493)</b>	<b>42</b>	<b>(8.5)</b>
<b>税引前利益/損失</b>		<b>2,915</b>	<b>2,589</b>	<b>326</b>	<b>12.6</b>
<b>純利益</b>		<b>2,198</b>	<b>1,888</b>	<b>310</b>	<b>16.4</b>
<b>純経常利益</b>		<b>2,351</b>	<b>1,993</b>	<b>358</b>	<b>18.0</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

## 収益

2025年、収益は、2024年より117百万ユーロ(+0.5%)増加して、21,424百万ユーロであった。

以下の表は、2025年連結損益計算書に関する収益の詳細および前年同期比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	収益			
		2025年	2024年	差額	% Chg.
売上およびサービスにおける収益	10.1	21,031	20,935	96	0.5
その他営業利益	10.2	393	372	21	5.6
<b>合計</b>	<b>10</b>	<b>21,424</b>	<b>21,307</b>	<b>117</b>	<b>0.5</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

## 売上およびサービスにおける収益

以下の表は、2025年連結損益計算書における売上およびサービスにおける収益の詳細および前年同期比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	販売およびサービスからの収益				
	参照 <sup>(1)</sup> 2025年	2024年	変化	% Chg.	
電力売上高：	14,904	14,735	169	1.1	
規制緩和市場売上	10,485	10,428	57	0.5	
スペインの規制緩和市場への売上	8,970	8,893	77	0.9	
スペイン国外の規制緩和市場での顧客への売上	1,515	1,535	(20)	(1.3)	
規制価格での売上	1,597	1,423	174	12.2	
卸売市場における売上	1,245	1,211	34	2.8	
半島外の領域(NPT)からの補償	1,509	1,668	(159)	(9.5)	
再生可能エネルギー投資に対する補償	68	5	63	1,260.0	
ガス売上高：	3,167	3,168	(1)	(0.0)	
規制緩和市場売上	2,991	3,005	(14)	(0.5)	
規制価格での売上	176	163	13	8.0	
配電による規制対象収益	2,229	2,064	165	8.0	
検証および電気接続	40	35	5	14.3	
発電所でのサービス提供	50	37	13	35.1	
その他の売上およびサービス	630	888	(258)	(29.1)	
追加サービスによる売上	343	365	(22)	(6.0)	
容量による収益	9	9	-	-	
その他のエネルギー産物の売上	-	241 <sup>(2)</sup>	(241)	(100.0)	
サービスその他の供給	278	273	5	1.8	
リース収益	11	8	3	37.5	
<b>合計</b>	<b>10.1</b>	<b>21,031</b>	<b>20,935</b>	<b>96</b>	<b>0.5</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) この項目は、他のエネルギー商品の購入と併せて分析される(「営業費用」を参照のこと。)

## 規制緩和市場顧客への電力売上高

2025年における、規制緩和市場での売上は、10,485百万ユーロ(+0.5%)となり、詳細は以下のとおりである。

規制緩和市場における売上	変動	
スペイン	+77百万ユーロ (+0.9%)	・ かかる変動は基本的に販売された物理的販売数の増加(+1.9%)によるものである。
スペイン国外	-20百万ユーロ (-1.3%)	・ 両期間の間の変動は主にポルトガル市場の動きによるもので、同市場では物理的販売数が大幅に減少した(-11.4%)が、これは企業間取引(B2B)および企業対顧客取引(B2C)顧客の双方のユニット価格の上昇によって相殺されなかった。

## 規制価格での電気の売上

2025年において、価格の上昇(+5.3%)および物理的販売数の増加(+1.0%)の結果、これらの売上高は2024年を12.2%上回る1,597百万ユーロを計上した。

## 卸売市場における電力売上高

2025年の卸売市場における電力売上高は、当期中の電気価格の変動(+3.5%)および物理的販売数の増加(+1.5%)により、前年比2.8%増の1,245百万ユーロとなった。

## 再生可能エネルギーに対する投資における補償

2025年および2024年において、エンデサは、市場価格からの乖離について、それぞれ純額68百万ユーロおよび純額5百万ユーロ相当を計上した。これは、エネルギー市場価格の最良推定値によると、規制耐用年数中に投資利益(Rinv)を受け取る標準設備(IT)に関連するものである。

## ガス売上高

2025年のガス売上高は3,167百万ユーロとなり、2024年とほぼ同様の数字であった。内訳は下記のとおりである。

ガス売上	変動	
規制緩和市場	-14百万ユーロ(-0.5%)	・ 物理的販売数(+0.2%)と価格は、両期間で同様のままであった。
規制価格	+13百万ユーロ(+8.0%)	・ 価格の上昇(+5.2%)と物理的販売数の増加(+10.5%)は、これらの売上額の増加につながった。

## 半島外の領域(NPT)に対する補償

2025年における半島外の領域(NPT)の費用超過に対する補償額は1,509百万ユーロとなり、前年同期比で159百万ユーロ減少した。

2025年の半島外の領域の補償の変動は、主に卸売電力市場価格の上昇(+3.5%)によるものである。

システム・オペレーターによって決済される卸売市場価格の変動は、適用される規則から生じる規制収入を補填するための補償額とは逆の方向に影響を与える。

## 配電

2025年において、エンデサは、スペイン市場において143,555GWhを配電し、2024年と比較して3.6%の増加であった。

2025年中の販売活動による規制された収入は、前年比165百万ユーロ(8.0%増)増の2,229百万ユーロであった。これは主に、EDistribución Redes Digitals, S.L.U.が提起した上訴を一部認容し、2022年7月27日付命令TED/749/2022の一部無効を宣言した最高裁判所判決の通知と、それ以前の年度からの和解によるものである(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記6および52を参照のこと)。

## その他営業利益

以下の表は2025年のその他営業利益の内訳および前年同期比の変動を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	その他の営業利益			
		2025年	2024年	変 化	% Chg.
顧客との契約による譲渡された設備、接続の権利、およびその他の債務による収入	28.2	217	187	30	16.0
利益/(損失)へ割り振られる助成金		84	86	(2)	(2.3)
原産地証明およびその他環境証明 <sup>(2)</sup>		10	21	(11)	(52.4)
補助金からの利益/(損失)へのその他割当 <sup>(3)</sup>		74	65	9	13.8
第三者への補償		37	41	(4)	(9.8)
その他		55	58	(3)	(5.2)
<b>合 計</b>	<b>10.2</b>	<b>393</b>	<b>372</b>	<b>21</b>	<b>5.6</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 2025年は、補助金に関連する資本38百万ユーロ、運営補助金36百万ユーロ(2024年はそれぞれ29百万ユーロ、36百万ユーロ)が含まれる。補助金に関連する資本には、回復・変革・レジリエンス計画(PRTR)に従って欧州基金から受けた援助(2025年17百万ユーロ、2024年14百万ユーロ)が含まれる。

## 営業費用

営業費用は、2025年で合計18,093百万ユーロであり、昨年同期比で0.8%減少だった。

以下の表は2025年の営業費用の詳細および前年比による変化率を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照 <sup>(1)</sup>	営業費用			
		2025年	2024年	変 化	% Chg.
調達およびサービス		13,609	13,054	555	4.3
電力購入	11.1	5,214	4,545	669	14.7
燃料消費	11.2	1,936	2,271	(335)	(14.8)
送電費用		3,741	3,595	146	4.1
その他の変動仕入およびサービス	11.3	2,718	2,643	75	2.8
租税および賦課金		1,159	1,274	(115)	(9.0)
一時的なエネルギー賦課金		-	138	(138)	(100.0)
発電税		421	342	79	23.1
その他の租税、賦課金および料金		738	794	(56)	(7.1)
「ボノソーシャル」(社会的補填)		93	(89)	182	該当無し
CO2排出枠の使用	5.1	830	726	104	14.3
原産地証明およびその他環境証明に対する補助金	5.1	35	45	(10)	(22.2)
付加価値サービスに関連する費用		182	182	-	-
その他のエネルギー貯蔵の購入		-	127 <sup>(2)</sup>	(127)	(100.0)
エネルギー効率改善費用		123	99	24	24.2
その他		296	279	17	6.1
貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出	12	(92)	908	(1,000)	該当無し
資産のためにグループが実施した事業	3.2b.1 および 3.2d.3	(273)	(275)	2	(0.7)
人件費	13	962	986	(24)	(2.4)
その他の固定営業費用	14	1,480	1,396	84	6.0
その他の業績	15	(18)	(55)	37	(67.3)
非金融資産における減価償却費および減損損失	16.1	2,256	2,018	238	11.8
金融資産における減損損失	16.2	169	204	(35)	(17.2)
<b>合 計</b>		<b>18,093</b>	<b>18,236</b>	<b>(143)</b>	<b>(0.8)</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出枠及び原産地保証のデリバティブの決済の変化に関連するものであり、現物決済を伴う当該エネルギー商品の販売と併せて分析しなければならない。これらの販売および購入は、市場の変動およびそれに関わる技術による産業リスクをカバーするために行われる。

## 仕入およびサービス(変動費用)

仕入およびサービス(変動費用)は、2025年で合計13,609百万ユーロまで増加し、前年比で4.3%増加だった。

仕入およびサービス	変動	
電力購入	+669百万ユーロ(+14.7%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力購入(442百万ユーロ)とガス購入(227百万ユーロ)の増加は、とりわけ卸売り電力市場の平均演算価格とガスの平均価格(それぞれ、65.2ユーロ/MWh; +3.5%と36.1ユーロ/MWh; +5.2%)が変化した結果によるものである。</li> </ul>
燃料消費	-335百万ユーロ(-14.8%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>両期間の変化は、主に半島外の領域(NPT)の燃料消費量の減少によるものである。</li> </ul>
その他の変動仕入およびサービス	+75百万ユーロ(+2.8%)	
一時的なエネルギー税	-138百万ユーロ	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025年に一時的なエネルギー税を設けた2024年12月23日付国王布告法2024年第10号を廃止する契約は、2025年1月22日付議会決議により、2025年1月23日に官報(BOE)に掲載された。その結果、上記の国王布告法は無効となった。</li> <li>上記に従い、2025年度については、一時的なエネルギー税に関連する費用は認識されていない(2024年度の一時的なエネルギー税に関連する費用は138百万ユーロであった)。</li> </ul>
発電に対する税	+79百万ユーロ(+23.1%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>歳出の増加は、2023年12月27日付国王布告法2023年第8号に従い、2024年1-3月の期間で3.50%、2024年4-6月の期間で5.25%、そして2024年6月30日以降は7.00%の低減税率が適用されたためであり、後者は2025年通年で適用される税率である。</li> </ul>
「ボノソーシャル」(社会的補填)	+182百万ユーロ	<ul style="list-style-type: none"> <li>両期間とも、2024年12月26日付省令TED2024年第1487号および2023年12月27日付国王布告法2023年第8号に定められた数値に従い、「ボノソーシャル」の発生額が計上された。</li> <li>2024年には、Endesa・Energía S.A.から提供された消費者に関連する融資および共同融資のために支払われた金額、ならびにEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.から提供された消費者に関連する「ボノソーシャル」(社会的補填)の適用、照合および管理手続きを実施するために投資された金額に対するエンデサS.A.の払い戻し請求権の認識が含まれる。2024年9月18日付最高裁判所命令に基づき、154百万ユーロが計上される。</li> </ul>
二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出権	+104百万ユーロ(+14.3%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>この変化は主に、二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出枠の平均価格(73.9ユーロ/t; +13.3%)の上昇の結果である。</li> </ul>

## 商品エネルギーデリバティブにおける収益および支出

以下は2024年における商品エネルギーデリバティブから生じた収益および支出の詳細および前年比による変化率を表している。

単位：百万ユーロ

	参照 <sup>(1)</sup>	2025年	2024年	変 化	% Chg.
<b>収益</b>	<b>42.5</b>				
ヘッジ手段として指定されたデリバティブにおける収益		34	859	(825)	(96.0)
ヘッジデリバティブキャッシュフローにおける収益 <sup>(2)</sup>		34	859	(825)	(96.0)
損益の変動を伴う公正価値デリバティブからの収益		1,643	762	881	115.6
損益計算書において認識された公正価値デリバティブからの収益		1,643	762	881	115.6
<b>合計収益</b>		<b>1,677</b>	<b>1,621</b>	<b>56</b>	<b>3.5</b>
<b>支出</b>	<b>42.5</b>				
ヘッジ手段として指定されたデリバティブからの支出		(270)	(1,243)	973	(78.3)
ヘッジデリバティブキャッシュフローからの支出 <sup>(2)</sup>		(270)	(1,243)	973	(78.3)
損益の変動による公正価値デリバティブからの支出		(1,315)	(1,286)	(29)	2.3
損益計算書において認識された公正価値デリバティブからの支出		(1,315)	(1,286)	(29)	2.3
<b>合計支出</b>		<b>(1,585)</b>	<b>(2,529)</b>	<b>944</b>	<b>(37.3)</b>
<b>合 計</b>	<b>12</b>	<b>92</b>	<b>(908)</b>	<b>1,000</b>	<b>該当無し</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 2025年12月31日時点で、無効の結果、連結損益計算書における36百万ユーロのマイナスの影響を含む(2024年12月31日時点では169百万ユーロのプラス)。

2025年において、「商品エネルギーデリバティブにおける収益および支出」の合計は、前年同期の908百万ユーロのマイナスと比べて、92百万ユーロのプラスであった。この変化は主に、エネルギー市場の価格のボラティリティの中で2022年に契約されたガスデリバティブの2024年中の弁済によるものであった。

**固定営業費用**

以下は、2025年のその他の固定営業費用の内訳および前年比の推移を表している。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	固定営業費用			
		2025年	2024年	変化	% Chg.
自己建設資産	3.2b.1 および 3.2d.3	(273)	(275)	2	(0.7)
人件費	13	962	986	(24)	(2.4)
その他の固定営業費用	14	1,480	1,396	84	6.0
<b>合計</b>		<b>2,169</b>	<b>2,107</b>	<b>62</b>	<b>2.9</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2025年度において、固定営業費用は2,169百万ユーロとなり、2024年度比で62百万ユーロの増加となった(+2.9%)。これは、とりわけ以下による。

固定営業費用	参照(1)	変動	
人件費	13	- 24百万ユーロ ( - 2.4%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2024年には、手続きのデジタル化に伴う人員対応として、自主退職合意(AVS)のために充当される38百万ユーロの引当金の計上が含まれていた。</li> <li>人員再編計画に関する引当金のアップデートにより、2025年には7百万ユーロのプラスの変動が生じた。</li> </ul>
その他の固定営業費用	14	+ 84百万ユーロ ( + 6.0%)	<p>2つの期間の間の変化は、とりわけ次のような要因によるものである：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>独立した専門家が提供するマネジメント契約および業務に関連する費用の増加、ならびにシステム・アプリケーションのサポート業務ならびに電気およびガス事業に関連するサポート業務に関連する費用の増加(59百万ユーロ)。</li> <li>中・低圧の電力配電設備の故障対応などの修理・メンテナンス費用の増加(12百万ユーロ)。</li> </ul>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

**その他の業績**

2025年のその他の業績は18百万ユーロとなり、前年に比べ37百万ユーロ( - 67.3%)減少した。

この変動は、2024年に、Endesa Ingeniería, S.L.U.が過年度に行った取引に関連する偶発事象に対する引当金の戻入れが37百万ユーロ(税効果控除後28百万ユーロ)と、パルマ・デ・マヨルカに所在するGas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社敷地1区画の売却により得られたキャピタルゲインの総額10百万ユーロ(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類に関する注記23を参照)が計上されたことにより、主として説明される。

## 非金融資産の減価償却費および償却損失

2025年および2024年において、連結損益計算書の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)					
	参照(1)	減価償却費、償却費および減損損失			
		2025年	2024年	変化	% Chg.
<b>減価償却費</b>	<b>9.2.1</b>	<b>2,060</b>	<b>1,903</b>	<b>157</b>	<b>8.3</b>
有形固定プラントの減価償却の引当金	21	1,630	1,518	112	7.4
無形資産償却引当金	24	430	385	45	11.7
<b>非金融資産の減損損失</b>		<b>196</b>	<b>115</b>	<b>81</b>	<b>70.4</b>
<b>減損損失の引当金</b>	<b>9.2.1</b>	<b>229</b>	<b>136</b>	<b>93</b>	<b>68.4</b>
有形固定資産および運用財産の減損損失に関する引当金		126	35	91	260.0
流通事業(2)	3.2e.4 および21.3	45	-	45	該当無し
半島外の領域(NPT)の資金生成単位(CGUs)	3.2e.4 および21.3	19	11	8	72.7
再生可能発電所プロジェクト(3)	3.2e.4 および21.3	50	23	27	117.4
他の有形固定資産および運用財産	21.3 および35	12	1	11	該当無し
無形資産の減損損失の引当金処理		103	101	2	2.0
再生可能発電所プロジェクト(3)	3.2e.4 および24.3	101	101	-	-
その他の無形資産		2	-	2	該当無し
<b>減損損失の払戻し</b>	<b>9.2.1</b>	<b>(33)</b>	<b>(21)</b>	<b>(12)</b>	<b>57.1</b>
有形固定資産および運用財産の減損損失の払戻し		(32)	(21)	(11)	52.4
スペイン半島の石炭火力発電所(4)	3.2e.4 および 21.3	(3)	(2)	(1)	50.0
半島外の領域(NPT)の資金生成単位(CGUs)	3.2e.4 および 21.3	(29)	(2)	(27)	該当無し
他の有形固定資産および運用財産	21.3 および23	-	(17) <sup>(5)</sup>	(100)	該当無し
無形資産に係る減損損失の払戻し		(1)	-	(1)	該当無し
再生可能発電所プロジェクト(3)	3.2e.4 および24.3	(1)	-	(1)	該当無し
<b>合 計</b>	<b>16.1</b>	<b>2,256</b>	<b>2,018</b>	<b>238</b>	<b>11.8</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 2025年には、主に高電圧網の整備に関する投資計画に係る複数のプロジェクトについて、これらのプロジェクトを継続することができず、かつ、合理的な収益の確保ができないような技術上および管理上の問題が生じたため、総額45百万ユーロの減損損失が計上された。

(3) 2025年は119百万ユーロ、2024年は107百万ユーロ、いずれも税効果控除後。

(4) ロスバリオス港ターミナル(カディズ)の減損損失の払戻し額1百万ユーロ(2024年度は2百万ユーロ)を含む。

(5) 2024年には、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧日本社およびパルマ・デ・マヨルカに所在するその附属地16百万ユーロ(税効果控除後12百万ユーロ)の物件に関する減損損失の戻入れを含む。

2025年の非金融資産の償却額と減損損失額は合計2,256百万ユーロとなり、主に以下の要因により前年度比で238百万ユーロ(+11.8%)増加した:

	参照(1)	増減	
<b>減価償却費用</b>			
再生可能発電所		+ 45百万ユーロ	・ 2025年には、E-Generación Hidráulica, S.L.U.およびCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.で買収した企業の資産にかかる償却費が含まれている。 ・ 主に配電網の事業運営の最適化を目的とした投資の結果、減価償却費が費用する。
配電網		+ 33百万ユーロ	・ 主に配電網の事業運営の最適化を目的とした投資の結果、減価償却費が費用する。
取得費用		+ 46百万ユーロ	・ 主に配電網の事業運営の最適化を目的とした投資の結果、減価償却費が費用する。
<b>減損損失</b>			
再生可能エネルギー発電所プロジェクト	16.1, 21.3 および24.3	+ 26百万ユーロ (+ 21.0%)	・ 2025年および2024年において、減損損失は、とりわけ、発電所の操業に必要な許認可が得られなかったこと、および当社の選択的投資方針に沿って特定のプロジェクトの投資に対する収益性の見込みの修正を行ったことにより、それぞれ純額で150百万ユーロおよび124百万ユーロ(税効果控除後それぞれ119百万ユーロおよび107百万ユーロ)計上された。
配電活動	16.1および21.3	+ 45百万ユーロ	・ 2025年には、主に高電圧網の整備に関する投資計画に係る複数のプロジェクトについての減損損失が計上された。これは、これらのプロジェクトを継続することができず、かつ、合理的な収益を得ることができない技術上および管理上の困難の結果であり、総額45百万ユーロ(税効果控除後34百万ユーロ)に相当する。
Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (パルマ・デ・マヨルカ)の旧本所に隣接する土地	16.1	+ 16百万ユーロ	・ 2024年には、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社およびパルマ・デ・マヨルカに所在するその附属地16百万ユーロ(税効果控除後12百万ユーロ)の物件に関する減損損失の戻入れが計上された。

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

### 金融資産の減損損失

2025年において、連結損益計算書の詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	2025年	2024年	変化	% Chg.
<b>減損損失に関する引当金</b>	<b>9.2.1、42.1.3 および42.5.1</b>	<b>402</b>	<b>400</b>	<b>2</b>	<b>0.5</b>
顧客との契約からの債権の減損損失に関する引当金		401	399	2	0.5
その他の金融資産の減損損失に関する引当金		1	1	-	-
<b>減損損失の戻入れ</b>	<b>9.2.1、42.1.3 および42.5.1</b>	<b>(233)</b>	<b>(196)</b>	<b>(37)</b>	<b>18.9</b>
顧客との契約からの債権の減損損失の戻入れ		(233)	(194)	(39)	20.1
その他の金融資産の減損損失の戻入れ		-	(2)	2	(100.0)
<b>合計</b>	<b>16.2</b>	<b>169</b>	<b>204</b>	<b>(35)</b>	<b>(17.2)</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2025年度の財務減損損失の純額は169百万ユーロで、35百万ユーロ(-17.2%)の減少となり、主に顧客との契約からの債権の減損損失の計上に関連している。

2024年との比較におけるその変動は、2025年における企業間取引(B2B)の顧客および小規模エネルギー取引事業者の支払状況の改善によるものである。

### 純金融業績

2025年と2024年の純金融業績は、それぞれ451百万ユーロと493百万ユーロとマイナスであった。

2025年の金融収支の内訳と前年との差異は下表のとおりである：

(単位：百万ユーロ)

	純金融業績				
	参照(1)	2025年	2024年	変化	% Chg.
純金融損失		(457)	(489)	32	(6.5)
金融利益		81	131	(50)	(38.2)
財務費用		(544)	(639)	95	(14.9)
デリバティブ金融商品における利益および費用		6	19	(13)	(68.4)
換算差額純額		6	(4)	10	該当なし
<b>合計</b>	<b>17</b>	<b>(451)</b>	<b>(493)</b>	<b>42</b>	<b>(8.5)</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

**純金融費用**

2025年、純金融費用は前年比で32百万ユーロ減少し、457百万ユーロとなった。

2025年の純金融費用を分析するにあたり、以下の効果を考慮するべきである。

(単位：百万ユーロ)

	純金融費用			
	2025年	2024年	変 化	% Chg.
償却費用における金融商品の純費用(1)	(344)	(411)	67	(16.3)
償却費用の収益金融資産	11	60	(49)	(81.7)
償却費用における金融商品の費用処理	(355)	(471)	116	(24.6)
IAS第9号「金融商品」に従った人員再編計画、発電所の解体および金融資産の減損のための引当金の更新	(75)	(65)	(10)	15.4
「ボノソーシャル」判決による支払遅延利息	3	26	(23)	(88.5)
訴訟等に起因する遅延利息 <sup>(2)</sup>	33	21	12	57.1
ファクタリング取引手数料	(20)	(29)	9	(31.0)
再生可能プロジェクト保証の請求による費用	(76)	(32)	(44)	137.5
その他	22	1	21	該当なし
損益変動フェアバリューの金融資産および金融負債から生じる収益および費用	(5)	(29)	24	(82.8)
負債に係る金融派生商品からの金融利益および費用	6	19	(13)	(68.4)
その他当期純財務費用	21	11	10	90.9
<b>合 計</b>	<b>(457)</b>	<b>(489)</b>	<b>32</b>	<b>(6.5)</b>

(1) 2025年には、資産として計上された金融保証に割り当てられた金融利益6百万ユーロが含まれ、負債として計上された金融保証に割り当てられた金融費用は計上されなかった(2024年は、それぞれ9百万ユーロと8百万ユーロ)。

(2) 2025年には、税務手続に関連する債務不履行持分に対応する29百万ユーロ(2024年は21百万ユーロ)が含まれる(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了する年度の連結財務書類に対する注記52を参照)。

以下に、当年度における主要な費用の推移を示す。

純金融費用	参照 <sup>(1)</sup>	増減	
償却費用における金融負債の純費用		- 67百万ユーロ ( - 16.3%)	・ 純財務費用は、とりわけ2024年の13,013百万ユーロから2025年の10,872百万ユーロへと、両期間の平均総金融負債が減少した結果減少した。また両期間の金利の進展に伴い、2024年の3.6%から2025年の3.3%に減少した(「(3)流動性および資本の原資 財政管理」参照)。
人員再編計画、解体および金融資産の減損のための引当金 (IFRS 9)		+ 10百万ユーロ ( + 15.4%)	・ 人員再編計画および施設解体費用に関する規定のアップデートにより、8百万ユーロの影響があり、プラスになった。
再生可能プロジェクト保証実施費用	17.1	- 44百万ユーロ	・ 2025年と2024年には、一定の再生可能プロジェクトの非開発に起因する保証の実施から生じる危険性が認識された(「営業費用」参照)。
「ボノソーシャル」支払遅延利息	17.1	+ 23百万ユーロ ( + 88.5%)	・ 2025年および2024年には、「ボノソーシャル」の資金調達および管理のために支払われた金額について、Endesa, S.A. が払い戻しを受ける権利を行政が認識した結果、それぞれ3百万ユーロおよび26百万ユーロが支払遅延利息として認識された(「営業費用」参照)。

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

**換算差額純額**

2025年において、換算レート差額純額は、プラス6百万ユーロだった(2024年度は、マイナス4百万ユーロだった。 )。

この変動は、主に、2024年および2025年におけるユーロ/米ドル(EUR/USD)の換算レートの変動による、液化天然ガス(LNG)の輸送に関するチャーター契約に対応する使用権に関連する金融負債への影響によるものである。

**持分法を適用して会計処理される会社から発生した純利益**

2025年および2024年に、持分法を適用して会計処理される会社の純利益は、以下のとおり、それぞれ35百万ユーロおよび11百万ユーロであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	持分法を使用して計算された 会社の純利益/損失	
		2025年	2024年
<b>関連会社</b>		<b>18</b>	<b>-</b>
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		1	1
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		4	(1)
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		20 <sup>(2)</sup>	3
Cogenio Iberia, S.L.		(1)	-
Endesa X Way, S.L.		(5)	(5)
その他		(1)	2
<b>ジョイント・ベンチャー</b>		<b>17</b>	<b>11</b>
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A		8	-
Nuclenor, S.A.		1	1
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		-	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		1	1
その他		7	7
<b>合 計</b>	<b>18および 27</b>	<b>35</b>	<b>11</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 支配権獲得日においてCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.における37.5%の非支配持分のフェアバリュー測定の結果、発生した19百万ユーロの純利益を含む(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了する年度の連結財務書類に対する注記8を参照)。

## 法人所得税

2025年度の法人税費用は681百万ユーロに増加し、15百万ユーロ(2024年度に計上された金額に対して - 2.2%)の減少となった(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記19を参照のこと。)

2025年および2024年の実効税率の推移を説明する主な側面を分析するためには、以下の効果を考慮しなければならない。

(単位：百万ユーロ)

	2025年		2024年	
	損益計算書	実効税率(%)	損益計算書	実効税率(%)
税引前利益	2,915		2,589	
法人所得税	681	23.4	696	26.9
一時的なエネルギー課税 <sup>(1)</sup> による非控除費用	-		(34)	
当年度の業績に帰属する割当の控除	33		24	
配当金免除に関する制限	(27)		(24)	
税務手続の影響	40 <sup>(2)</sup>		(6)	
<b>過去の影響を考慮しない法人税</b>	<b>727</b>	<b>24.9</b>	<b>656</b>	<b>25.3</b>

(1) 「営業費用」参照。

(2) 主に研究、開発および革新(R&D&I)の控除39百万ユーロを連結納税グループの税務監査および調査手続の枠内で計上したことによる法人税費用の減少(番号572/10)。

[次へ](#)

## セグメントによる業績

セグメントの基礎および地理的地域のセグメント情報を含む、セグメント情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記9に開示されている。

以下は、2025年および2024年のセグメントによるエンデサの連結損益計算書および投資の主要な数値の内訳である。

(単位：百万ユーロ)

	2025年								
	発電および商業化				合計	配電	構造 および サービス	連結調整 および 消去	合計
従来の 発電 <sup>(1)</sup>	再生可能 発電	商業化	発電およ び供給の 調整なら びに消去						
<b>収 益</b>	7,426	1,226	16,641	(6,521)	18,772	2,806	425	(579)	21,424
第三者との利益	2,542	339	15,872	-	18,753	2,664	7	-	21,424
セグメント間取引からの利益	4,884	887	769	(6,521)	19	142	418	(579)	-
<b>仕入およびサービス</b>	(5,611)	(74)	(14,411)	6,515	(13,581)	(164)	-	136	(13,609)
エネルギー商品デリバティブか らの収益および費用	642	3	(553)	-	92	-	-	-	92
<b>限界利益</b>	2,457	1,155	1,677 <sup>(2)</sup>	(6)	5,283	2,642	425	(443)	7,907
固定営業費用ならびにその他の 利益および損失	(805)	(258)	(571)	6	(1,628)	(564)	(402)	443	(2,151)
<b>税引前営業利益(EBITDA)</b>	1,652	897	1,106	-	3,655	2,078	23	-	5,756
<b>非金融資産の減価償却費および 減損損失</b>	(586)	(488)	(325)	-	(1,399)	(818)	(39)	-	(2,256)
償却費	(588)	(338)	(325)	-	(1,251)	(770)	(39)	-	(2,060)
非金融資産の減損引当金	(29)	(152)	-	-	(181)	(48)	-	-	(229)
非金融資産の減損の戻入れ	31	2	-	-	33	-	-	-	33
<b>金融資産の減損損失</b>	-	-	(178)	-	(178)	9	-	-	(169)
金融資産の減損引当金	(1)	-	(375)	-	(376)	(26)	-	-	(402)
金融資産の減損の戻入れ	1	-	197	-	198	35	-	-	233
<b>営業利益(EBIT)</b>	1,066	409	603	-	2,078	1,269	(16)	-	3,331
持分法を適用して会計処理され る会社の純利益/損失	20	15	(3)	-	32	3	-	-	35

(1) それぞれ、514百万ユーロ、226百万ユーロ、および156百万ユーロの半島外の領域(NPT)の発電の限界利益、税引前営業利益(EBITDA)および営業利益(EBIT)を含む。

(2) 250百万ユーロのガス商業化に関する限界利益を含む。

(単位：百万ユーロ)

2024年									
発電および商業化									
	従来の 発電 <sup>(1)</sup>	再生可能 発電	商業化	発電およ び商業化 の調整な らびに消 去	合計	配電	構造 および サービス	連結調整 および 消去	合計
収 益	7,984	1,420	16,441	(6,979)	18,866	2,602	399	(560)	21,307
第三者との利益	2,804	399	15,639	-	18,842	2,457	8	-	21,307
セグメント間取引からの利益	5,180	1,021	802	(6,979)	24	145	391	(560)	-
仕入およびサービス	(6,206)	(171)	(13,638)	6,960	(13,055)	(146)	9	138	(13,054)
エネルギー商品デリバティブか らの収益および費用	318	3	(1,229)	-	(908)	-	-	-	(908)
限界利益	2,096	1,252	1,574 <sup>(2)</sup>	(19)	4,903	2,456	408	(422)	7,345
固定営業費用ならびにその他の 利益および損失	(798)	(276)	(547)	19	(1,602)	(452)	(420)	422	(2,052)
税引前営業利益(EBITDA)	1,298	976	1,027	-	3,301	2,004	(12)	-	5,293
非金融資産の減価償却費および 減損損失	(550)	(417)	(291)	-	(1,258)	(720)	(40)	-	(2,018)
償却費	(542)	(293)	(291)	-	(1,126)	(737)	(40)	-	(1,903)
非金融資産の減損引当金	(12)	(124)	-	-	(136)	-	-	-	(136)
非金融資産の減損の戻入れ	4	-	-	-	4	17	-	-	21
金融資産の減損損失	1	-	(198)	-	(197)	(7)	-	-	(204)
金融資産の減損引当金	(1)	(1)	(354)	-	(356)	(44)	-	-	(400)
金融資産の減損の戻入れ	2	1	156	-	159	37	-	-	196
営業利益(EBIT)	749	559	538	-	1,846	1,277	(52)	-	3,071
持分法を適用して会計処理され る会社の純利益/損失	8	5	(3)	-	10	1	-	-	11

(1) それぞれ、397百万ユーロ、134百万ユーロ、50百万ユーロの半島外の領域(NPT)の発電の限界利益、税引前営業利益(EBITDA)および営業利益(EBIT)を含む。

(2) 149百万ユーロのガス商業化に関する限界利益を含む。

[次へ](#)

## 発電および商業化

2025年度の主要数値および前年との差異は以下のとおり内訳が示されている。

(単位：百万ユーロ)

重要な数値	2025年	2024年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	5,283	4,903	380	+7.8	およ び 11 12	<ul style="list-style-type: none"> <li>このマージンの変化は、主に「エネルギー派生商品からの収益および費用」に計上されたプラスの変化(1,000百万ユーロ)によるものである。これは主に、2022会計年度に契約したガス・デリバティブが、2024会計年度中にエネルギー市場の変動により精算が進んだことによるものである。この結果は、卸電力・ガス市場における平均演算価格の上昇(それぞれ、65.2ユーロ/MWh、+3.5%；+36.1ユーロ/MWh、+5.2%)によって発生したエネルギー費用の上昇(669百万ユーロ)によって部分的に相殺されている。</li> </ul>
税引前営業利益 (EBITDA)	3,655	3,301	354	+10.7	13、 14 およ び 38	<p>固定営業費用等の増加(26百万ユーロ)は、以下の要因によるものである：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>人件費の減少(80百万ユーロ)の主な要因は、2024年に計上された人員再編計画に係る引当金(38百万ユーロ)および当該計画に係る既存引当金の見直し(プラス40百万ユーロ)によるものである。</li> <li>マネジメント契約、専門サービスおよび他のサービスに関連する他の固定費用の増額(96百万ユーロ)(46百万ユーロ)および修理・保守費用の増加(5百万ユーロ)。</li> </ul>
営業利益(EBIT)	2,078	1,846	232	+12.6	16、 21.1 およ び 24.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>E-Generación Hidráulica、S.L.U.およびCompañía Eólica Tierras Altas、S.A.U.の買収、再生可能プロジェクトの委託(42百万ユーロ)、顧客との契約取得に伴う増分費用の資本増強(46百万ユーロ)などによる減価償却費用の増加(125百万ユーロ)を含む。</li> <li>2025年および2024年の会計年度において、特定の再生可能プロジェクトに対する減損損失の費用が、それぞれ総額150百万ユーロおよび124百万ユーロで計上された。</li> <li>2025年度は、企業間取引(B2B)の顧客および小規模エネルギー取引事業者の支払状況が改善したことにより、金融資産に係る純減損損失が最低(20百万ユーロ)となった。</li> </ul>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

## 配電

2025年度の主要数値および前年との差異は以下のとおり内訳が示されている。

(単位：百万ユーロ)

重要な数値	2025年	2024年	変化	Chg (%)	参照(1)
限界利益	2,642	2,456	186	+7.6	6
税引前営業利益 (EBITDA)	2,078	2,004	74	+3.7	13、14、15 および 38
営業利益(EBIT)	1,269	1,277	(8)	(0.6)	16.1

・ この変更は、主にEDistribución Redes Digitales, S.L.U.が提起した上訴を一部認容し、2022年7月27日付の命令TED/749/2022の一部無効を宣言した最高裁判所判決の通知とそれ以前の年度からの和解により、流通活動による規制された収益が165百万ユーロ増加したことによるものである。

固定営業費用の増加およびその他の実績(112百万ユーロ)は、以下の要因によるものである。

- ・ 過去の事業年度にEndesa Ingeniería, S.L.U.が行った取引に由来する偶発事象に対する引当金の2024年度における戻入れ(37百万ユーロ)。
- ・ 現行の人員再編計画に係る引当金の再評価(64百万ユーロ、マイナス)。
- ・ マネジメント契約、専門サービスおよび他のサービスに関連する費用の増加、修理・保守費用の増加(16百万ユーロ)を含む。

・ 2025年には、主に配電網の事業運営の最適化を目的とした投資の結果、減価償却費の増額(43百万ユーロ)が含まれる。

・ 2025年度は、技術的・管理的困難のため継続が不可能となった特定のプロジェクトについて、45百万ユーロの減損損失を計上した。

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

## 構造およびその他

2025年における主な数値は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

重要な数値	2025年	2024年	変化	Chg (%)	参照(1)
限界利益	(18)	(14)	(4)	+28.6	11.3 ・ 2024年には、一時的なエネルギー税(138百万ユーロ)に関連する費用が認識され、さらに、社会的補填融資制度の自由市場区分への適用不能性に関する最高裁判所判決から得られた収益(148百万ユーロ)が計上された。
税引前営業利益 (EBITDA)	23	(12)	35	(291.7)	13 および 38 ・ 現行の人員再編計画に係る引当金の再評価(プラス31百万ユーロ)を含む。
営業利益(EBIT)	(16)	(52)	36	(69.2)	-

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

### (3) 流動性および資本の原資

#### 財政管理

マクロ経済環境を含む他の要因等を考慮した、エンデサの財務管理目標は、コストを最適化しながら適切な流動性を確保し、最も競争力のある資金調達源の効率的な利用を可能にする金融債務満期の構成を管理し、かつ、その周期を通して、金利変動の影響を制限することである。

当期においては、エンデサは、現金および短期預金、無条件かつ取消不能の利用可能な信用枠、ならびに適用可能な場合の他の流動資産を含めて、十分な水準の直ちに利用可能な資源を維持することにより、流動性を確保する。

エンデサは、期中における流動性ポジションの維持の一助となる、一連の金融取引を正式に承認したが、それは、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.4.2に記載されている。

#### 金融負債

2025年12月31日時点において、エンデサは、10,110百万ユーロの純金融負債を有しており、2024年12月31日時点の負債と比べて812百万ユーロ増加した(+8.7%)。

2025年および2024年12月31日時点で、エンデサの総金融負債および純金融負債の調整は、以下のとおりである。

	参照 <sup>(1)</sup>	借入の調整			
		2025年12月31日	2024年12月31日	変化	Chg (%)
非流動金融負債	42.3	9,422	9,881	(459)	(4.6)
流動金融負債	42.3	1,005	613	392	63.9
<b>総金融負債<sup>(2)</sup></b>		<b>10,427</b>	<b>10,494</b>	<b>(67)</b>	<b>(0.6)</b>
金融資産として認識されたデリバティブ負債	45	17	36	(19)	(52.8)
現金および現金同等物	34	(195)	(840)	645	(76.8)
資産として認識されたデリバティブ負債	45	(34)	(41)	7	(17.1)
資産として認識された金融保証	29.1 および31	(105)	(351)	246	(70.1)
<b>純金融負債</b>		<b>10,110</b>	<b>9,298</b>	<b>812</b>	<b>8.7</b>

(単位：百万ユーロ)

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記を参照のこと。

(2) 欧州連合タクソノミー規則の活動の合致性に準拠する指標に関連する条項を含む総金融負債は、3,117百万ユーロ(総金融負債総額の30%)である(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1.2を参照のこと。)。また、同社は、上記の計算では考慮されていない持続可能性目標に関連する条項を含む6,070百万ユーロ(総金融負債の58%)にのぼる金融業務を手配した。

純金融負債の推移を分析する際に、Endesa, S.A. は2025年度中に総配当金1.3177ユーロの1株当たりを支払い、これは1,389百万ユーロの出費となった(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記36.1.10を参照のこと)。

## 構造

2025年および2024年12月31日時点のエンデサの総金融負債の構造は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	総金融負債の構造			
	2025年12月31日	2024年12月31日	変化	Chg (%)
ユーロ	10,268	10,385	(117)	(1.1)
米国ドル(USD)	159	109	50	45.9
<b>合計</b>	<b>10,427</b>	<b>10,494</b>	<b>(67)</b>	<b>(0.6)</b>
固定利率	6,534	6,604	(70)	(1.1)
変動利率	3,893	3,890	3	0.1
<b>合計</b>	<b>10,427</b>	<b>10,494</b>	<b>(67)</b>	<b>(0.6)</b>
平均年数(年)	3.3	4.1	-	-
平均費用(%)	3.3	3.6	-	-

2025年12月31日時点において、固定利率の対象となる総金融負債は63%を占め、残りの37%は変動利率の対象となった。またその時点において、当社の総金融負債の98%がユーロ建てであった。

エンデサの金融負債に関する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.3に記載されている。

## 資本管理

資本管理に関連する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記36.1.12に含まれている。

## 株式資本

株式資本に関連する情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記36.1.1に記載されている。

2025年12月31日におけるエンデサの株式資本は1,270,502,540.40ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,058,752,117株に分割された。

2025年12月31日時点で、ENELグループがEnel Iberia, S.L.U.を通じて保有するEndesa, S.A.の株式数は、商業目的では、資本の70.1%を占めている。

2026年6月17日におけるエンデサの株式資本は1,250,093,461.20ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,041,744,551株に分割された。

2026年5月31日に、ENELグループは、EIを通じて、会計目的のみで、Endesa, S.A.保有の自己株式を考慮に入れて、Endesa, S.A.の株式資本の72.2%を支配している。商業目的において、ENELグループがEIを通じて保有するEndesa, S.A.の株式資本の割合は、2026年5月31日時点で71.2%である。

当時、Endesa, S.A.の株式資本の10%を超えて保有する他の株主はいなかった。

## レバレッジ

財務状態を監視する重要な指標として連結レバレッジ比率が利用されている。2025年および2024年12月31日におけるデータは以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)

	参照 <sup>(1)</sup>	レバレッジ		Chg. (%)
		2025年12月31日	2024年12月31日	
<b>純金融負債</b>		<b>10,110</b>	<b>9,298</b>	<b>8.7</b>
非流動金融負債	42.3	9,422	9,881	(4.6)
流動金融負債	42.3	1,005	613	63.9
金融資産として認識されたデリバティブ負債	45	17	36	(52.8)
現金および現金同等物	34	(195)	(840)	(76.8)
資産として認識されたデリバティブ負債	45	(34)	(41)	(17.1)
資産として認識された金融保証	29.1 and 31	(105)	(351)	(70.1)
<b>資本</b>	<b>36</b>	<b>9,611</b>	<b>9,053</b>	<b>6.2</b>
親会社	36.1	8,522	8,110	5.1
非支配持分	36.2	1,089	943	15.5
<b>レバレッジ(%)</b>		<b>105.19</b>	<b>102.71</b>	<b>該当なし</b>

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記を参照のこと。

## 金融指標

金融指標	2025年12月31日	2024年12月31日
流動性比率	0.93	1.02
支払能力率	0.98	1.01
負債比率(%)	51.27	50.67
負債カバレッジ率	1.76	1.76
純金融負債/固定資産(%)	39.08	37.28
純金融負債/営業資金	2.22	2.31
(営業資金+支払利息)/支払利息 <sup>(1)</sup>	13.18	8.36

(1) それぞれ2025年および2024年に対応する。

## 流動性

「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記42.4.1を参照のこと。

## 信用格付管理

## ソブリン信用格付

2025年度、スペインは3つの主要格付業者による上方修正を反映し、クレジットプロフィールが大幅に改善した:

格付機関	検討格付
スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)	・ 2025年9月12日、ソブリン債の格付けを「A」から「A+」に引き上げ、見通しを「安定的」とした。この判断は、力強い経済成長見通し、米国関税へのエクスポージャーの低さ、対外債務の削減、労働市場への移民の好影響に基づいている。
ムーディーズ	・ ムーディーズは、2025年9月26日の格付け見直しで、格付けを「Baa1」から「A3」に引き上げ、見通しを「安定的」とした。これは、構造改革、レバレッジの解消、活発な移民動向に由来する経済の回復力を強調したものである。
フィッチ・レーティングス	・ フィッチは2025年9月26日、格付けを「A-」から「A」に引き上げ、見通しを「安定的」とした。輸出の多様化、生産性の向上、エネルギー費用の削減に支えられ、予想を上回る経済実績が評価された。

3機関はまた、マクロ経済予測を更新した:

格付機関	マクロ経済予測
スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)	・ 2025年の国内総生産(GDP)成長率は2.6%と推定され、国内需要に牽引されてユーロ圏の平均のほぼ3倍となり、投資の増加と移民による人口の増加をもたらした。
ムーディーズ	・ 2025年には2.6%、2026年には2.1%の成長を見込んでおり、よりバランスのとれた成長モデル、労働市場の改善、銀行セクターの回復力の向上に基づいていると10月に発表した。
フィッチ・レーティングス	・ 2025年には2.7%、2026年には2.0%と予測されており、スペイン経済の前向きな見通しが確認された。

## エンデサ信用格付

2025年度、主要格付業者はエンデサの信用力を確認し、独立した信用プロフィール「SACP: スタンドアロン・クレジット・プロフィール」を改善した。

格付機関	マクロ経済予測
スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)	・ 2025年12月19日、スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)は、エンデサの「BBB/A-2」の格付けを確認したが、前日に親会社であるEnelに対して実施された同様の対応を踏まえ、見通しを「安定的」から「ポジティブ」に引き上げた。この上方修正は、グループが純負債を抑制しつつ、長期契約に基づく通信網や再生可能エネルギーへの選択的な投資を続けるとの予想を反映している。同社は声明の中で、同社のレバレッジが欧州の同業他社よりもかなり低い状況が続くことを踏まえ、エンデサのスタンドアロン・クレジット・プロフィール(SACP)を「a-」で格付けし続けていることを再確認した。
ムーディーズ	・ 同社は、2025年6月4日に発表した報告書の中で、同社の規制された事業の安定性と低い負債水準のおかげで、見通しを「安定的」とし、「Baa1/P-2」の格付けを確認した。
フィッチ・レーティングス	・ 2025年2月7日の審査では、長期格付けは「BBB+」(安定的見通し)、シニア無担保格付けは「A-」を維持した。しかし、2026-2031年の規制見直しが好ましいものであるならば、貸借対照表の強さと、半島外での流通と世代の投資が増えたとしても、これらの水準を維持することが可能であることを裏付けに、スタンドアロン・クレジット・プロフィールを「bbb+」から「a-」に引き上げた。

## 信用格付け

要約すると、エンデサの2025年中および本有価証券報告書の提出日に至るまでの信用格付の推移は以下のとおりである。

	信用格付						
	2025年12月31日 <sup>(1)</sup>				2024年12月31日 <sup>(1)</sup>		
	長期	短期	見通し	最終報告日	長期	短期	見通し
スタンダード・アンド・プアーズ	BBB	A-2	ポジティブ	2026年3月17日	BBB	A-2	安定的
ムーディーズ	Baa1	P-2	安定的	2025年6月4日	Baa1	P-2	安定的
フィッチ・レーティングス	BBB+	F2	安定的	2025年2月7日	BBB+	F2	安定的

(1) 本有価証券報告書の各作成時点において。

エンデサの信用格付は格付機関が用いる手法に従い、親会社であるEnelの格付に依拠しており、2025年12月31日時点において、すべての格付機関により投資適格に分類された。

エンデサは効率的に金融市場および銀行融資の商品にアクセスし、主要な供給者から有利な条件を取得できるよう、投資適格格付を維持することに取り組んでいる。

## キャッシュ・フロー

2025年および2024年12月31日時点で、現金および現金同等物は以下のとおりである。

参照(1)	(単位：百万ユーロ)				
	現金および現金同等物				
	2025年12月31日	2024年12月31日	変化	Chg (%)	
手元の現金および銀行の預金	145	78	67	85.9	
その他の現金同等物 <sup>(2)</sup>	50	762	(712)	(93.4)	
<b>合計</b>	<b>34</b>	<b>195</b>	<b>840</b>	<b>(76.8)</b>	

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

(2) 市場金利が付加される終了日付における預金を含む。

2025年および2024年において、各活動(営業、投資および財務)により分類されるエンデサの正味キャッシュ・フローは以下のとおりであった。

参照(1)	(単位：百万ユーロ)				
	キャッシュ・フロー計算書				
	2025年	2024年	変化	Chg (%)	
営業活動による正味キャッシュ・フロー	47.1	4,051	3,567	484	13.6
投資活動による正味キャッシュ・フロー	47.2	(2,709)	(1,333)	(1,376)	103.2
財務活動による正味キャッシュ・フロー	47.3	(1,987)	(3,500)	1,513	(43.2)

(1) 「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2025年において、営業活動から生み出されたキャッシュ・フロー(4,051百万ユーロ)ならびに現金および現金同等物の減少(645百万ユーロ)により、投資活動(2,709百万ユーロ)および財務活動(1,987百万ユーロ)に向けられた正味キャッシュ・フローを補うことができた。

エンデサの連結キャッシュ・フロー計算書の情報は、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記47に記載されている。

## 生産、受注及び販売の状況

## 主な市場の概況

## 1. スペインおよびポルトガルにおける事業

## 1.1. スペインにおける電力

2025年中のスペイン(出典：REE)

電力需要は、前年と比べて1.6%増(労働時間および気温の影響を修正。)となり、前年度比で推移した。

需要カバレッジの面では、従来の発電(42.5%)と比較して、再生可能エネルギー発電(57.5%)の貢献が顕著に増加した。再生可能エネルギーは、風力発電が22.2%、太陽光発電が19.1%、水力発電が13.1%を占めている。従来の分野では、原子力発電の貢献度が20.1%で、次いで複合循環発電が15%であった。

このような背景から、エンデサの発電所は、2025年に合計発電量61,011GWhに達し、主に水力発電の発電量の増加および原子力発電の発電量増加により、前年と比べると2.1%高かった。合計発電量のうち、42,606GWhは排出物ゼロ発電に相当し、2024年に比べて1.6%高かった。また、18,405GWhはガスおよび石油発電所に相当し、前年と比べて3.2%増加した。

従来型のエネルギー資源による発電に関して、半島外の電力システムにおける発電量の増加(プラス3.4%)および半島内の複合循環発電による発電量の増加(プラス2.8%)が特筆される。

再生可能エネルギーによる発電については、水力発電が前年より大きく貢献し、発電量は10.1%増加した。

この文脈において、

- ・ 2025年、エンデサの発電量は61,011GWhであり、前年同期比で2.1%増加した。詳細は以下のとおりである。

GWh

発電量 (1)	2025年		2024年		Chg (%)
	GWh	割合(%)	GWh	割合(%)	
<b>半島</b>	<b>49,622</b>	<b>81.3</b>	<b>48,769</b>	<b>81.6</b>	<b>1.7</b>
再生可能エネルギー	17,682	29.0	17,792	29.8	(0.6)
水力	8,435	13.8	7,660	12.8	10.1
風力(2)	5,756	9.4	6,374	10.7	(9.7)
太陽光(3)	3,490	5.7	3,758	6.3	(7.1)
その他	1	0.0	-	-	-
原子力	24,924	40.9	24,152	40.4	3.2
複合循環(CCGT)	7,016	11.5	6,825	11.4	2.8
<b>半島外の領域(NPT)</b>	<b>11,389</b>	<b>18.7</b>	<b>11,011</b>	<b>18.4</b>	<b>3.4</b>
石炭	89	0.1	54	0.1	64.8
燃料ガス	4,378	7.2	4,309	7.2	1.6
複合循環(CCGT)	6,922	11.3	6,648	11.1	4.1
<b>合計</b>	<b>61,011</b>	<b>100.0</b>	<b>59,780</b>	<b>100.0</b>	<b>2.1</b>

(1) バスバーにて。

(2) 2025年において、半島外の領域に対応する84GWh(2024年度は99GWh)を含む。

(3) 2025年において、半島外の領域に対応する94GWh(2024年度は92GWh)を含む。

排出ゼロ、再生可能および原子力技術はエンデサの2025年の半島電力構成の85.8%を占め、残りのセクターでは83.9%であった(2024年はそれぞれ86.0%および88.0%)。

2025年12月31日時点において、エンデサの電力市場占拠率は以下のとおりであった。

- ・ 再生可能エネルギーを含む本土における発電において18.0%。
- ・ 配電において43.9%。
- ・ 電力供給において28.4%。

2025年、従来のガス需要は前年比で1.4%減少した。2025年12月31日時点で、エンデサは規制緩和市場における顧客へのガス売上において9.5%の市場占拠率を有した。

### 規制市場

2009年7月1日、スペインの電力市場は、小売市場の自由化ならびにエネルギー配電およびエネルギー供給活動の分離化の後に完全に規制緩和された。それ以降、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は配電網の参入に係る契約のみを扱っている。

規制市場(政府が設定した料金で電力供給を受ける顧客で成り立つ市場)において、2025年、エンデサは、合計で143,555GWhを供給し(2024年は138,580GWh)、これはエンデサの配電網を通じて提供されたエネルギー総量において、2024年と比べて3.6%プラスであった。

エンデサは、スペインにおいて、8の自治体(アンダルシア、アラゴン、バレアレス諸島、カナリア諸島、カスティーヤ・イ・レオン、カタルーニャ、エストレマドゥーラおよびガリシア)およびセウタ自治都市の24の区の市場に電力を供給している。これは、総延長およそ195,845平方キロメートルをカバーし、人口は総計で22百万人近くいる。

2025年、電力を供給する顧客の数は12.719百万人を超えたが、2024年と比べて0.6%の増加であった。

### 卸売発電市場

2025年中、電力市場の最終消費者への販売向けならびに輸出およびシステムの自己消費向け(ネットワークの喪失、発電所での補助的な消費およびポンプ消費)となった半島におけるエネルギーは、240TWhで、2024年と比べて2.9%増加した。2025年におけるポンプ消費、輸出収支および半島-バレアレス諸島間リンクは23.5TWhであった(出典: REE)。

2025年、需要の81%を非排出エネルギー源で、残りの19%を排出エネルギー源でカバーした。全体を通して、スペイン国内の年間再生可能エネルギー発電量は56%を超えた。複合のうち風力発電が22%と最も多く、原子力が20%、太陽光発電が19%、そして循環発電が15%と続いた。水力発電は、発電量の13%を占め、2023年(10%)と比較して増加した。

国際取引に関しては、2025年にスペインの電力システムは13TWhの輸出残高を記録した。

2025年中、電力先物市場の流動性は、2024年と比較して、わずかに増加した。2025年におよそ244TWhで取引されたが、これは2024年(187TWh)より30%増加している。

次表は、2025年12月31日現在の、エンデサのスペインにおける発電プールを表したものである。

種類	場所	タイプ	グループ の数	総電力量 (MW)	エンデサ %	エンデサの 電力量 (MW)
<b>スペイン</b>						
<b>本土における体制</b>						
<b>従来型発電</b>						
<b>石炭</b>						
Compostilla (2)	Cubillos del Sil-León	H-A	0	0	100.0	0
Anllares (3)	Anllares-León	H-A	0	0	33.33	0
As Pontes(1)	As Pontes-La Coruña	IC	0	0	100.0	0
Teruel (4)	Andorra-Teruel	BL	0	0	100.0	0
Litoral (5)	Carboneras-Almería	IC	0	0	100.0	0
<b>合計(石炭)</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>
<b>CCGT</b>						
San Roque 2	San Roque-Cádiz	CCGT	1	408	100.0	408
Besós 3	Besós-Barcelona	CCGT	1	419	100.0	419
Besós 5	Besós-Barcelona	CCGT	3	873	100.0	873
Colón 4	Huelva	CCGT	1	398	100.0	398
As Pontes	As Pontes-La Coruña	CCGT	3	869	100.0	869
<b>合計(燃料ガス)</b>			<b>9</b>	<b>2,968</b>	<b>-</b>	<b>2,968</b>
<b>原子力</b>						
Ascó	Ascó-Tarragona	N	1	1,033	100.0	1,033
Ascó	Ascó-Tarragona	N	1	1,027	85.0	873
Vandellós	Vandellós-Tarragona	N	1	1,087	72.0	783
Garroña (6)	St. <sup>a</sup> M. <sup>a</sup> Garroña-Burgos	N	-	0	50.0	0
Almaraz	Almaraz-Cáceres	N	1	1,049	36.0	378
Almaraz	Almaraz-Cáceres	N	1	1,044	36.0	376
Trillo (7)	Trillo-Guadalajara	N	1	1,066	1.0	11
<b>合計(原子力)</b>			<b>6</b>	<b>6,307</b>	<b>-</b>	<b>3,453</b>
<b>従来型発電合計</b>				<b>9,275</b>	<b>-</b>	<b>6,421</b>

種類	場所	タイプ	グループ の数	総電力量 (MW)	エンデサ %	エンデサの 電力量 (MW)
<b>水力</b>						
<b>従来型水力</b>						
UPH Noroeste		H		749.24	100.0	749.24
UPH Ebro-Pirineos(8)		H		2,494.33	100.0	2,494.33
UPH Sur		H		660.80	100.0	660.80
<b>ポンプ式発電</b>						
UPH Ebro-Pirineos(8)		H		850.14	100.0	850.14
UPH Sur		H		589.77	100.0	589.77
<b>合計(水力)</b>			<b>163</b>	<b>5,344.28</b>	<b>-</b>	<b>5,344.28</b>
<b>再生可能エネルギー(本土)</b>						
<b>合計(小水力)</b>		H	<b>13</b>	<b>76.68</b>	<b>-</b>	<b>76.68</b>
<b>合計(風力)(9)</b>		W	<b>98</b>	<b>2,960.14</b>	<b>-</b>	<b>2,960.14</b>
<b>合計(太陽光発電)</b>		PV	<b>57</b>	<b>2,864.17</b>		<b>2,864.17</b>
<b>合計(バイオマス発電)</b>		B	<b>1</b>	<b>0.47</b>		<b>0.47</b>
<b>合計(本土の再生可能エネルギー)</b>			<b>332</b>	<b>11,245.74</b>		<b>11,245.74</b>
<b>本土以外の体制</b>						
<b>バレアレス諸島</b>						
<b>石炭</b>						
Alcudia (10)	Mallorca	IC	2	260	100.0	260
<b>燃料ガス</b>						
Alcudia	Mallorca	G	2	75	100.0	75
Son Reus	Mallorca	G	11	612.8	100.0	612.8
Ca's Tresorer	Mallorca	G	6	475.1	100.0	475.1
Mahon	Menorca	F-G	8	270	100.0	270
Ibiza	Ibiza	F-G	13	319.6	100.0	319.6
Formentera(11)	Formentera	G	1			
<b>合計(バレアレス諸島)</b>			<b>43</b>	<b>2,012.50</b>	<b>-</b>	<b>2,012.50</b>
<b>カナリヤ諸島</b>						
<b>燃料ガス</b>						
Jinamar (12)(13)(16)	Gran Canaria	F-G	6	243.0	100.0	243.0
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	10	697	100.0	697
Candelaria (14)(15)(16)	Tenerife	F-G	6	203.6	100.0	203.6
Granadilla (17)	Tenerife	F-G	14	797.4	100.0	797.4
Punta Grande	Lanzarote	D-G	13	231.01	100.0	231.01
Las Salinas(18)	Fuerteventura	D-G	11	171.58	100.0	171.58
El Palmar	La Gomera	D	10	22.9	100.0	22.9
Llanos Blancos	El Hierro	D	9	13	100.0	13
Los Guinchos	La Palma	D-G	11	107.74	100.0	107.74
<b>合計(カナリヤ諸島)</b>			<b>90</b>	<b>2,487.23</b>	<b>-</b>	<b>2,487.23</b>

種類	場所	タイプ	グループ の数	総電力量 (MW)	エンデサ %	エンデサの 電力量 (MW)
<b>セウタおよびメリーヤ</b>						
Ceuta	Ceuta	F-D	10	99	100.0	99
Melilla	Melilla	F-G	8	85	100.0	85
<b>合計(セウタおよびメリーヤ)</b>			<b>18</b>	<b>184</b>	<b>-</b>	<b>184</b>
<b>合計(本土以外の体制の従来型発電)</b>			<b>151</b>	<b>4,683.73</b>	<b>-</b>	<b>4,683.73</b>
<b>合計(風力)</b>			<b>W</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>41.62</b>
<b>合計(太陽光)(19)</b>			<b>PV</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>64.84</b>
<b>合計(蓄電設備)</b>						
<b>Gorona del Viento (20)</b>		<b>El Hierro</b>	<b>H+W</b>	<b>-</b>	<b>11.50</b>	<b>0</b>
<b>合計(本土以外の体制の再生可能エネルギー)</b>			<b>22</b>	<b>129.14</b>	<b>-</b>	<b>117.64</b>
<b>合計(本土以外の体制)</b>				<b>4,812.87</b>	<b>-</b>	<b>4,801.37</b>

<b>ポルトガル</b>						
<b>石炭</b>						
Tejo (18)	Pego, Abrantes	IC	0	0	43.8	0
<b>CCGT</b>						
Elecgas (19)	Pego, Abrantes	CCTG	2	855	100.0	855
<b>合計(ポルトガル)</b>			<b>2</b>	<b>855</b>	<b>-</b>	<b>855</b>

- (1) As Pontes : 2023年11月30日付のグループ1、2、3および4の終結承認決議。2023年12月1日付でLeónの政府代表代理はクローリング・アクトを延長した。
- (2) Compostilla : 2020年6月29日付のグループ3、4および5の終結承認決議。2020年9月23日付でLeónの政府代表代理はクローリング・アクトを延長した。
- (3) Anllares : 環境移行省は2018年11月20日に終結を承認した。2019年2月18日付でLeónの政府代表代理はクローリング・アクトを延長した。
- (4) Teruel : 2020年6月29日付の3つのグループの終結承認決議。2020年7月21日付でTeruelの政府代表代理はクローリング・アクトを公布した。
- (5) Litoral : 2021年11月26日付の2つのグループの終結承認決議。
- (6) 2017年8月3日付官報(BOE)において、8月1日付省令ETU2017年第754号が公表され、原子力発電所の操業認証の更新を拒否した。また、2013年7月6日、省令IET2013年第1302号が公布され、Santa Maria de Garoña原子力発電所の明確な中断を確認した。
- (7) 2020年7月31日、ENDESA Generación, S.A.U.はTrillo原子力発電所の1%をNUCLENOR, S.A.から取得。
- (8) 2025年3月1日、ENDESA Generación, S.A.U.はAcciona, S.A.の発電所32か所を取得。
- (9) 2025年7月31日、Enel Green Power España, S.L.U.はCompañía Eólica de Tierras Altas, S.A.U.の62.5%の持分を取得。
- (10) Alcudia : グループ1および2の終結承認を2019年3月29日に受領。終結証明書は2019年12月30日付。
- (11) Formentera : 2025年5月に発電所閉鎖。
- (12) Jinamar Diesel 1、2および3 (3×12MW) : 技術的および経済的実行可能性が完了した後に無期限で利用不可能となることが宣言された。
- (13) Jinamar Gas 1 : 2024年9月24日をもって耐用年数の終了。
- (14) Candelariaには、Guía de Isora施設が含まれる(TG1 : 48.6MW(ツインパックタイプ=2×24.3))。
- (15) Candelaria TG3 (17.20MW)ならびにCandelaria Diesel 1、2および3 (3×12MW) : 技術的および経済的実行可能性が完了した後に無期限で利用不可能となることが宣言された。
- (16) JinamarのVapors4および5ならびにCandelaria5および6 : 技術的および経済的実行可能性が完了した後、またヨーロッパ排出指令(DEI/BREF)に適合しないため、無期限で利用不可能となることが宣言された。
- (17) Granadillaには、Aroa施設が含まれる(TG1+TG2 : 2×24.3MW)。
- (18) Las Salinas Gas : 2024年8月13日をもって耐用年数の終了。
- (19) 太陽光発電の電力はピーク電力。
- (20) Gorona del Viento : Unelcoが23.21%保有するGorona del Viento El Hierro, S.A.の発電のための水素風力発電所。Gorona del Vientoでも同じ基準では統合されていないため、その容量は考慮されていない。

燃料：H-A(硬質炭-無煙炭)、BL(黒色亜炭)、IC(輸入石炭)、F(燃料油)、G(ガス油)、NG(天然ガス)、CCGT(複合循環ガスタービン)、D(ディーゼル)、N(原子力発電)、H(水力発電)、PV(太陽光発電)、B(バイオマス発電)、W(風力)、H+W(ポンプ式水力および風力発電)およびBE(蓄電設備)。

### 石炭採掘

2025年および2024年、エンデサは石炭を採掘しなかった。

### 配電の枠組み

エンデサの配電網の長さは、2025年度末現在において、321,843キロメートルとなった。このうち埋設線は41.6%を占めている。

2025年において、新たな高圧変電所および中圧変電所の作動が開始され、その他は閉鎖された。その結果、本年度末において、エンデサは合計で1,353か所の変電所を有しており、93,778MVAの設備容量がある。当社の変電センターの数は132,433であり、最終消費者に届ける低電圧エネルギーの変換を担った。

その他の構想では、各地方政府の支援を受け、配電網が環境に与える影響を縮小することおよび特定の計画を遂行することに焦点を当てた。

### 1.2. スペインおよびポルトガルにおける天然ガス市場

2025年、エンデサは、62,547GWh(2024年は62,170GWh)を販売し、2024年と比べて0.6%増加している。

2025年12月31日現在、天然ガスの自由化市場におけるエンデサの顧客は、およそ1.224百万の供給地点により構成される(2024年より6.0%減少)。

2025年、ポルトガル天然ガス市場において、エンデサは、2024年より4.3%増加の2.8TWhを最終顧客に供給した。

電力発電所への天然ガスの販売は、2025年に15.5TWhに達し、2024年と比べて1%減少した。

### 1.3. ポルトガル市場

エンデサは、現在855MWの複合循環発電所(2つのグループで構成される。)を操業している会社であるEiecgasに対して50%の出資持分を有している。この発電所は2025年に2.1TWh(2024年に1.4TWh)を発電した。また、エンデサは、生産された電力の100%を取得するよう改訂された料金徴収契約をEiecgasとの間で締結している。

2025年、ポルトガル電力市場において、エンデサは、584,000超の供給先に宛て、6.4TWhを供給した(2024年において636,000の供給先に対して7.3TWh)。エンデサは、ポルトガルの自由化された電力市場における主要事業者の1社であり、そのシェアは14.5%であった。

[前へ](#)

## 5 【重要な契約等】

### 取得に係るコミットメント、第三者に対する保証及びその他のコミットメント

「第6 経理の状況」に含まれる、2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表注記の注49を参照のこと。

## 6 【研究開発活動】

### 革新およびデジタル化

エンデサは、革新およびデジタル化へのコミットメントを、エネルギー部門の現在および将来の課題に対処するための戦略的な柱として再確認する。このコミットメントは、資産、プロセスおよびシステムの絶え間ない現代化、そして、生成型人工知能(AI)、ロボティクス、自動化、データ解析などの先進技術の取り込みとして具現化されており、すべてがアジャイルな方法論と柔軟な働き方のモデルを伴っている。

スマートデータ管理は、意思決定と継続的な改善のために不可欠な要素となっている。このビジョンのもと、エンデサはさまざまなビジネスラインのレジリエンスと持続可能性を強化する変革を推進している。デジタル化は、事業開発の要として、戦略的プランの主要な側面の1つである。デジタル戦略は、実際に、エネルギー移行を促進するための効率性向上の達成のためにプロセスの最適化および費用の抑制に向けて策定されており、これによって、新しいエネルギーの利用および新しい管理方法が可能になり、より多くの人々がエネルギーをさらに使用できるようになる。

### 革新モデル

エンデサは、大学、中小企業、研究センター、異業種企業などの外部アクターとの協働を奨励するオープンイノベーションモデルを推進している。この手法は、現行のエネルギーモデルを変革し、知識の共有を促進し、事業への影響を創出することができる革新的なソリューションを特定し、協働することを目的としている。活動はEnelグループの間の緊密なシナジーの下で実施されており、イノベーションを推進するために、その道具、研究所、グローバルネットワークを活用して行われている。

これらの取り組みを実行するために、エンデサは、openinnovability.comのクラウドソーシングデジタルプラットフォームを使用しており、これにより、アイデアを具体的なビジネス課題を解決できるプロジェクトに変換することが可能になる。また、シリコンバレー、ボストン、欧州、イタリアおよびイスラエルといった戦略的エコシステムに位置する国際的な拠点網にも依存しており、これらの拠点は主要プレーヤーと関係を構築し、外部の団体と共にソリューションを開発する革新的なソリューションやイノベーションラボの運営を促進している。

また、従業員はイノベーション文化を促進し、技術の進歩を監視し、新しいビジネスモデルや付加価値サービス、ユースケースを探求するイノベーションコミュニティに積極的に参加している。統合されたシステムとしてイノベーションを管理し、プロセスのすべての段階を編成する能力は、会社にとって重要な成功要因である。2025年および2024年12月31日現在、エンデサはスペインで10件の特許を保有している。

## 研究、開発および革新活動(R&D&I)の背景および目標

エネルギー部門は、政府や消費者の環境意識の高まりを背景に、今後ますます大きな変革を迎えている。エンデサは、供給の安定性を維持しながら排出削減目標を達成し、効率を上げることの重要性を認識しており、それを達成するにはさらなる労力が必要である。

そうした中で、エンデサの研究、開発および革新(R&D&I)イニシアチブは、より効率的で持続可能なエネルギーモデルに向けて前進することを目指している。排出削減は、顧客の需要を喚起しなければ実現不可能であり、新しいテクノロジーや革新的なビジネスモデルを開発、テスト、導入することの重要性が強調されている。

エンデサの研究、開発および革新活動(R&D&I)は、Enelグループの他の会社と協力して行われており、共通の関心分野および両者が活動する市場において共同研究活動を確立している。

## 革新に関する重要業績評価指標(KPIs)

2025年および2024年の革新評価指標は、以下のとおりであった。

数

	2025年 <sup>(1)</sup>	2024年 <sup>(1)</sup>
革新的な解決策を試みるためのパイロット活動	29	30
規模拡大期の活動	48	248

(1) 認証機関による認定、および必須事項である「Binding Reasoned Report(詳細な理由を記載した拘束力ある報告書)」を取得するまでの暫定データ。

## 研究、開発および革新活動(R&D&I)の費用

2025年および2024年の研究、開発および革新(R&D&I)への直接総費用の金額は、以下のとおりそれぞれ21百万ユーロおよび24百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)

	R+D+Iに係る直接総投資 <sup>(1)</sup>	
	2025年 <sup>(2)</sup>	2024年 <sup>(3)</sup>
発電および商業化	9	11
配電	10	11
構造、サービスその他	2	2
<b>合計</b>	<b>21</b>	<b>24</b>
R&D&Iに係る直接総費用/利払前・税引前・減価償却前利益(EBITDA)(%)	0.36	0.45
R&D&Iに係る直接総費用/利払前および税引前利益(EBIT)(%)	0.63	0.77

(1) 法人税に関する2014年11月27日付法律2014年第27号に規定された研究、開発および革新活動(R&D&I)の控除の目的上、スペインの国家認定機関(Entidad Nacional de Acreditación - ENAC)によって認定された事業体の認証および科学・イノベーション省による拘束力のある理由報告書(BRR)が取得および要求された費用および投資に対応する。

(2) 認定団体による認証待ちの暫定データおよび必須の拘束力がある理由報告書(IMV)。

(3) 認証団体による認証の最終データであり、必須の拘束力がある理由報告書(IMV)が保留されている。

## 活動の主な範囲

### 労働安全衛生

2025年に実施された主な研究、開発および革新(RD&I)に関する取り組みは、作業用機器および設備を含む労働安全衛生(OHS)の改善点を特定することに重点を置いた。

2025年のプロジェクトは主に、すべての事業運営における安全と予防の強化を目的とした取り組みに関連しており、特に危険な作業のプロジェクト、設備における安全の向上、個人および集団の防護装備の最適化、検査および許可証のデジタル化などが対象となっている。さらに、職業上の危険防止に関する訓練を自動化するためのプロジェクトが実施されている。

これらの取り組みは、先進技術、デジタルツールおよび標準化されたプロセスを統合し、規制遵守を確保し、リスクを軽減し、自社の従業員を含む組織全体で予防的風土を強化するとともに、安全面でのリーダーシップと契約者との効率的な連携を促進する。

予防活動の管理およびモニタリングには、以下のツールが使用される。

プロジェクト	説明
安全性検査、事象報告および労働許可証の管理に関するプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>「HSEQ4a11」は、セキュリティ違反を報告すると同時に、これらの状況に対処するための行動計画を要求するために相互接続される。</li> </ul>
共同事業活動および請負業者管理に関連するプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dynamoツール: 請負業者の作業のコミュニケーションおよび様々なプロセスにわたる利害関係者間の情報交換の効率性を高めることを目指している。様々な機能領域にわたって建設プロセスおよびすべての建築物の規制遵守の水準に関する詳細を管理するための新しい情報モジュール。</li> </ul>

革新的な活動に関しては、以下のような状況が未だ続いている。

プロジェクト	説明
とりわけ危険な作業に関するプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>事業場における基本的な安全性方針の遵守の検証。配電事業分野で注目すべきは、電気操作の5つの黄金律の遵守を確認する「APP5R0」というプロジェクトである。</li> </ul>
施設の安全性に関連するプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grid Blue Skyプロジェクト(GBS)は、複数のアプリケーションで構成される。</li> <li>「事故およびインシデントダッシュボード」(AIDA)は事故を報告するために作成された。</li> <li>「スマートコントロール」は、安全および環境検査の包括的な管理およびフィールドワークの開始を知らせるために作成された。</li> </ul>

最後に、全体を通じて、より高い防護性、快適性および耐性を実現するために、新しい予防技術および人間工学的技術を取り入れ、防護装備の継続的な最適化していくことが大切である。

## 事業ライン

エンデサは、すべての事業ラインで革新プロジェクトを展開している。以下は、2025年における活動分野、今後の指針および進行中の最も関連性の高いプロジェクトの詳細である。

---

### 事業ライン

---

#### 指針

発電における革新プロジェクトは、発電資産の脱炭素化および業務効率の向上に焦点を当てている。

- ・ 発電所のデジタル化の度合いを高める。
  - ・ 新たな再生可能発電所の建設工程の改良。
  - ・ 設計および運用段階での環境負荷低減。
  - ・ 従来型および再生可能発電所の運用を最適化するための効率性および柔軟性の向上。
  - ・ 新しいエネルギー貯蔵技術の検証。
-

エネルギー貯蔵

- ・ エネルギーの貯蔵費用の削減を可能にし、有毒または可燃性元素の使用を減らすことにより、環境への影響を強化する、新しい技術の検証およびそれらの性能の評価。
- ・ 主要プロジェクト
  - ・ Son Orlandis太陽光発電所(マヨルカ)で開発された1MWh/5.5MWhのパナジウムフロー蓄電池の実証プロジェクト。ここでは、この技術をリチウムイオン蓄電池の代替品として試験中である。
  - ・ 亜鉛ハイブリッドカソード技術やナトリウムイオン蓄電池を含む、新しい蓄電技術の研究所レベルでの評価。
  - ・ 配電網により強固なサービスを提供するため、貯蔵施設に統合された配電網形成ソリューションの検証。Matorral太陽光発電所(グラン・カナリア)における配電網形成貯蔵を備えたハイブリッド太陽光発電所での実証プロジェクト。

ロボット・ソリューションの導入

- ・ 運用を支援するロボット開発の分野では、太陽光モジュールの自動洗浄のための自律型ソリューションの検証を目的とした特定のプロジェクトが開発されている。
- ・ 主要プロジェクト
  - ・ Matorral太陽光発電所(グラン・カナリア)でのプロジェクト。
  - ・ ドローン・スクールプロジェクト。

発電所の効率性改善および柔軟性向上

- ・ 技術およびデジタルソリューションの導入は、発電所の効率性改善や運用柔軟性の向上に焦点を当て、水力、風力、太陽光および再生可能エネルギー発電所を含む市場要件により適応可能な資産を持つことを目指している。
- ・ 主要プロジェクト
  - ・ 維持管理プロセスを円滑にするための発電所のデジタルモデル開発のための試験的プロジェクトおよび河川流域の長期降水量予測を改善するための人工知能(AI)に基づく開発。
  - ・ 運河および人工化地域の太陽光発電利用のためのLleida水力発電所でのハイブリッド太陽光-水力プロジェクトと、その柔軟性を向上させるための統合ライン制御モデルの開発。
  - ・ 風力エネルギー分野では、新しい機械学習モデルが統合され、騒音解析に基づく予測故障検知システムとともに、予測保全が強化されている。
  - ・ 効率性向上の分野では、風力タービンの高度な制御を改善するための試験的プロジェクトおよび実際の運転条件下での太陽光モジュールの劣化を測定するフィールド試験台が開発中である。
  - ・ 欧州プロジェクト「*HORIZON Europe Nanowings*」の一環として、風力タービンブレードの氷結を低減するための新技術を検証するための試験的プロジェクト。
  - ・ 太陽光発電分野では、発電所への悪影響を緩和するための太陽トラッカーの新しい制御戦略開発プロジェクトが進行中である。
  - ・ 再生可能エネルギー発電所における外部生産損失や流出を削減するための様々な解決策や、これらの発電所の収益性を改善するための二次市場への参入が検討されている。

新しい再生可能エネルギー発電所の設計および建設の過程

- ・ プロジェクト実行の改善および建設期間の短縮に焦点を当てたプロジェクトの開発、風力および太陽光資源の予測ならびに発電所の経年変化に関する高度なモデルの開発。
- ・ 主要プロジェクト
  - ・ 発電所へのアクセスを改善するためのエコ・イノベーションソリューションの試験。
  - ・ より正確な風況マップを得るための高度なモデリング。
  - ・ エンデサが推進する加速的な脱炭素化過程において重要な要素である、組立前の技術を特定することでプロジェクト完了

活動領域

に要する期間を短縮すること。この取り組みの一環として、MudejarおよびBalbonaの太陽光発電所の建設に使用された2つの太陽光モジュールの組立前ソリューションの作業が進められている。

<p>循環型経済アプローチによる使用済み機器およびシステムの強化に向けた革新</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 風力タービンブレードを構成する複合材のリサイクルに特に焦点を当てた、風力資産の使用済みソリューションの発見に焦点を置いたプロジェクトの開発。</li> <li>・ 主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 「HORIZON Europe Blades2Build」プロジェクトへの参画。Aldeavieja風力発電施設での試験的プロジェクト。</li> </ul> </li> </ul>
<p>環境負荷の強化</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高付加価値の営農型太陽光発電モデルおよび再生可能発電所へのアクセスの統合における改善を含む、再生可能プロジェクトにおける環境負荷を低減するための革新的なソリューションの開発。</li> <li>・ 主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>・ エストレマドゥーラ北部での営農型太陽光発電モデルに関連する高付加価値連鎖の展開を目指す「HORIZON Europe SUSTAINEXT」プロジェクト。</li> <li>・ カメラ、レーダーおよび人工知能(AI)に基づく風力発電施設周辺の鳥類保護を改善するための新しいシステムを検証する、複数の風力発電施設の試験的プロジェクト。</li> </ul> </li> </ul>
<p>指針</p>	<p>配電の革新プロジェクトでは、レジリエンス、卓越性、安全性に焦点を当て、従業員の安全を確保および強化させるとともに、顧客、地域社会および環境保護に配慮しながら、事業にプラスの影響を与える先進的なソリューションを目指した。</p>

- ・ デジタル化および自動化を統合した、革新的で持続可能な再設計のためのネットワーク部品、材料およびシステムの研究。
- ・ 主要プロジェクト
  - ・ ドニャーナ国立公園で開発された「*Resisto*」プロジェクトは、生物多様性保護の革新や、人工知能(AI)を欧州のエネルギー部門に統合する方法を研究する新たな取り組みの展開を可能にする。その目的は、気候現象(風や水など)に対してより強靱なインフラを促進し、ひいては危機の予防、潜在的なリスクを最小化、鳥類との共生を改善することを可能にするシステムやツールを整備することである。
  - ・ 「*Infinity*」プロジェクトは、ドローン運用分野における「*Resisto*」プロジェクトの成果を拡大することを目的としている。目的の一つは、航空規制当局(AESA)に対して、航空路が分離された安全な航空回廊であり、建物や人の交通がなく、ドローンの継続的な使用に適した環境を構成していることを実証することである。
  - ・ 「*FutuRed*」プロジェクトは、この分野向けの技術プラットフォームであり、上記の取り組みとともに、気候変動およびその配電網への影響に関するワーキンググループを立ち上げている。
  - ・ 「衛星画像によるリスク管理」プロジェクトは、欧州連合宇宙計画庁(EUSPA)と共同で開発されたプロジェクトであり、「コペルニクス」の衛星画像やその他のオープンデータソースを用いて火災および洪水リスクマップを作成する。このプロジェクトの目的は、これらの事象に対する配電網内の脆弱な領域を特定することである。
  - ・ 「*LV Line Manager*」プロジェクトは、低電圧ネットワークの品質および安定性の向上に焦点を当てていた。その主要な特徴は、能動および無効電力の注入と吸収による位相間電圧制御、負荷配分を最適化するための位相間電流バランス、高調波フィルタリング、およびネットワークパラメータの連続監視である。また、異なる運用モードの解明や、それらがどのように機能するかを理解するための実験室試験も実施されており、将来の現地試験の基礎が築かれている。
  - ・ 「*Intelligence Vegetation Management*」プロジェクトは、送配電線下における植生の伐採および剪定の制御、計画および管理のための衛星画像の活用を評価することを目的としている。
  - ・ 「鳥類保護のための電磁場」プロジェクトは、超低周波電磁界を利用した鳥類抑止装置の設置から成り立っている。この技術は、鳥類が方向感覚に用いる磁気受容の原理に基づいている。

レジリエントで柔軟かつ低影響の配電網

- ・ スマートかつ持続可能なツールや機器、より快適な防護服、ならびに高所での作業を行い、保守や設置作業のためのネットワーク設備との相互作用を可能にするドローンやロボットソリューション、さらに運用要員を支援するための人工知能(AI)の使用を含むプロジェクト。
- ・ 主要プロジェクト
  - ・ Sant Boi de Llobregat変電所(バルセロナ)のセキュリティプロジェクトでは、「光検出および測距またはレーザー画像検出および測距・レンジング(LIDAR)」装置を用いて区切りテストを実施している。
  - ・ 「*Smart5Grid*」プロジェクトの一環として、Garraf自然公園(バルセロナ)にあるEcogarraf発電所のセキュリティプロジェクト。既に設置されているカメラやセンサーを使用して環境を監視し、変電所に直接構築されたプライベート5Gのネットワークを展開することで、その情報処理や通信を容易にしている。

活動領域

- 安全性と優れた運用性
- ・ 「Smart Locks NFC」プロジェクト。カタルーニャ州では、スマートフォンのNFC(近距離無線通信)接続や利用者のデジタル管理、許可およびアクセス権を利用して、物理的な鍵を必要とせずにドアや南京錠を開ける新しいタイプのバッテリー不要かつ電源不要のロックを試験する試験的プロジェクトが展開されている。これにより、高いセキュリティおよび緊急時のより機動的な管理が可能になる。
  - ・ 「認証検証」プロジェクトは、生成AI(Gen AI)ソリューションを用いて中低電圧工事の実施管理を行い、これらの認証に含まれるサービスに対する支払の適性を判断することを目的としている。このソリューションは、効率性を向上させ、検証プロセスにおけるエラーのリスクを低減する。
  - ・ 「Accelerating Manhole Inspection」プロジェクトは、非接触型電圧検知装置(NCVD)を試験導入したものであり、ウォークバイ検査(マンホールを開けずに行う迅速点検)により、通電中のマンホールを特定することを可能にし、安全性を向上させるとともに、点検時間および費用の削減を実現している。

- 「配電制度事業者の新たな役割」(DSO)
- ・ 技術、分散型資源の統合ならびに協調型データプラットフォームを通じて、効率性、回復力、脱炭素化を促進し、電力配電網の柔軟性を高めるとともにエネルギーシステムの最適化を図ることを目的としたプロジェクト。
  - ・ 主要プロジェクト
    - ・ セビリアで開発された「BeFlexible」プロジェクトは、温度プローブで制御され、その性能とエネルギー消費を管理する家庭用電気給湯器を配布するものである。この制御システムは、配電網に柔軟性を提供し、需要のピークを平滑化し、配電網で起こりうる構造的飽和を解決するためにも利用される。
    - ・ Menorcaで開発された「Flow」プロジェクト。一方通行および双方向の充電器を使用し、ネットワークに柔軟性を提供する。これらの資源により、電気自動車利用の季節性に起因する需要のピークを平準化し、配電網を通じてすべての需要シナリオの供給を保証し、スマート充電によってもたらされる利益を分析することができる。
    - ・ 「Twin EU」プロジェクトは、「REPowerEU」を支援するため、欧州連合(EU)の電力システムの管理、運用および回復力を改善するために、共通のデータプラットフォームの開発を推進するものである。

- エネルギー革新におけるEndesa Red Chairs
- ・ 大学と連携し、講習会や会議の開催、学士および修士課程プロジェクトの開発、電力分野、安全性および効率の研究、ならびに貯蔵システムの研究に関する博士論文または研究プロジェクトの実施を目的としている。
  - ・ カタルーニャの職業訓練大学、セビリア大学、ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア大学、バレアレス諸島大学、サラゴザ大学およびグラナダ大学において研究職が用意されている。

- 指針
- マーケティングにおける革新プロジェクトは、顧客への価値提案の継続的な改善に焦点を当てている。
- ・ 小売顧客: アイデアの検証を目的とした様々な概念実証や試験的なテスト、新技術の実環境でのテストの実施、改善や過程の最適化のための領域を模索する新しい作業アプローチ。
  - ・ 卸売り顧客、公共機関および法人顧客: エンデサは、電化、脱炭素化および効率化プロジェクトを推進および開発し、効率性と持続可能性の目標達成を支援している。

デジタル認証とセキュリティ	<ul style="list-style-type: none"> <li>生体認証技術と自動化されたプロセスの導入により、デジタルおよび電話でのセキュリティ強化および顧客の身元確認が行われる。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>顧客認証の手段としてコールセンターに音声バイオメトリクスを導入し、エンデサとのやり取りにおけるセキュリティポリシーの検証を容易にする。</li> </ul> </li> </ul>
効率性および責任ある消費	<ul style="list-style-type: none"> <li>持続可能な開発目標(SDGs)に沿った効率的で持続可能な消費を促進するパーソナライズされた提案を提供するための人工知能(AI)およびデータ分析の使用。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>「<i>Responsible Consumption 4 ALL</i>」(RC4ALL)プロジェクトは、人工知能(AI)やビッグデータ技術を用いて顧客にパーソナライズされた提案を作成し、消費効率の向上、意識的かつ効率的な消費の推進ならびにエネルギー消費および廃棄物の削減を目指している。</li> </ul> </li> </ul>
脆弱な顧客の管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>脆弱な状況下にある顧客のケアおよび保護を改善するために、行政機関や社会団体と連携したソリューションの開発。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>「<i>Confia</i>」プロジェクトは、脆弱な顧客の管理の改善を目的としており、マラガ市議会、マラガ大学および複数の共同研究者と共同で開発され、関係する公共機関、社会福祉サービスおよびエネルギー会社間の情報共有の向上を図っている。</li> </ul> </li> </ul>
自動化およびデジタルセルフサービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>自動化された過程やデジタルチャネル(WhatsAppなど)の創出により、ガイドフローおよびロボットプロセス自動化(RPA)を通じて、契約を促進し、営業費用を削減する。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>WhatsAppチャンネルを通じてセルフサービスモードで契約を進める「<i>End-to-end</i>」セルフサービスプロジェクトは、あらかじめ定義された自動ワークフローによって案内されたロボットを使用する。</li> </ul> </li> </ul>
自動化品質管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>通話検証の最適化および制御時間の短縮のための翻訳およびデータ抽出技術の適用。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>各通話の平均制御時間を短縮することを目的とした、通話の品質管理の自動化。</li> </ul> </li> </ul>
顧客ロイヤルティおよび顧客体験	<ul style="list-style-type: none"> <li>特典、ポイント、および限定特典を通じて顧客の維持およびコミットメントを奨励する革新的なプログラム。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>「<i>PARA TI</i>」:エンデサのロイヤルティプログラムは、プログラムへの登録、エンデサとの契約締結、新規契約の締結およびデジタル請求の有効化による持続可能性を高めるポイント制度を通じて、顧客ロイヤルティを追求する革新的な取組。顧客は獲得したポイントを利用し、提携企業から請求割引や利益を受けたり、限定の賞品抽選に参加することができる。</li> </ul> </li> </ul>
高度な相互作用分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>自然言語処理(NLP)およびデータ分析を使用し、会話から洞察を得るとともに、転換、満足度およびチャンネルのパフォーマンスの向上を図ること。</li> <li>主要プロジェクト           <ul style="list-style-type: none"> <li>「<i>MOVE Project</i>」および「<i>SIGMA Project</i>」:顧客とのやり取りから知識や新たな「洞察」を獲得するための、高度な文字起こしおよび自然言語処理(NLP)ソリューションを活用するデジタル・セールス・ターゲット・モデル。</li> </ul> </li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>エンデサは、公共行政および交通事業者が脱炭素化および公共交通電化の目標を達成するための支援を行う包括的な提案を提供している。これには、最適な技術的ソリューションの初期分析が</li> </ul>

活動領域

公共交通の電化

ら、電動バスの充電インフラの提供、設置および整備まで、「Charging as a Service」サービスのもとで提供される従来のモデルおよび革新的なモデルの両方を含み、また、充電プロセスを最適化し、運行会社のフリート管理のための既存のシステムと統合するために必要なプラットフォームを含む、エンドツーエンドのプロジェクト支援が含まれる。

- ・ 主要プロジェクト
  - ・ マラガ市営交通会社(EMT)  
マラガ市営交通会社(EMT)営業所のための電化プロジェクトにより、逆型パンタグラフ付きの充電ポイントを計52個に拡大。
  - ・ バルセロナ交通局(TMB)  
トライアングル車庫の電化の第5段階。パンタグラフ充電用の充電ポイントが64ヶ所。  
Horta車庫の電化の第2段階で、パンタグラフ充電用の17の充電ポイントが設置された。
  - ・ ALSA イビサ  
イビサのALSA公共交通サービス向けに65基の充電設備を備えた電化。

都市の脱炭素化

- ・ エンデサは、電化、脱炭素化および資源の最適化を通じて、よりスマートで持続可能で効率的な都市を創造し、環境保全を支援するための革新的なソリューションを提案している。

- ・ 主要プロジェクト
  - ・ Muro de Abarán、AlcoyおよびBollullos de la Mitaciónの各自治体。エネルギーサービス企業としての公共照明の効率的な運営。
  - ・ 様々な公共行政との電気インフラプロジェクト。
  - ・ タラゴナウォーターコンソーシアム。自家消費用の4.7MW太陽光発電所2基の建設完了。
  - ・ Alicante大学。太陽光発電設置の完了は、6棟の建物および2つの駐車場の屋根の上に分散され、総出力2MW、年間772.1トンの二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)の大気排出を防ぎ、これは年間4,625本の樹木の吸収能力に相当する。
  - ・ Cadiz港。OPS(陸上電力供給)設置の完了および稼働開始により、スペインで初めてCadiz港のクルーズ船への電力供給サービスを提供する企業となった。

住宅顧客における  
 ロボット化および  
 生成AI(GenIA)の  
 適用

- ・ 住宅顧客のアフターサービスプロセスおよび運用をより効率的にし、より良い体験を生み出すことを目的として、様々なロボット化および/またはGenIA適用プロジェクトが開発されている。

- ・ 主要プロジェクト
  - ・ 期限超過業務指示のためのロボット:期限超過業務がある場合、ロボットは自動的にそれを検知し、担当の技術者にテレグラムを介してメッセージを送信し、遅延の理由を報告できるようにする。技術者が出席できない、または大幅に遅れている、または応答がないと報告した場合、ロボットプロセス自動化(RPA)が自動的に顧客へ連絡する。顧客が、技術者が到着していないと述べた場合、その電話は、顧客の支援を行うために、直接担当者に転送される。
  - ・ 「Smart Contact Management」ツール:  
最初は、アフターサービスコールセンター向けの通話監査ツールとして作成された。「音声分析」は担当者との顧客間の会話を文字起こしし、人工知能(AI)は担当者が顧客に伝えた通話内容および業者システム内で行うことを監査する。このツールにより、監査対象通話の量は2024年の1%から2025年には24%に拡大し、2026年には60%に達すると予測されている。このツールにより、不適切な慣行を特定し、特定のトレーニングを通じ

て、担当者と共に行動を起こすことが可能になる。また、他の担当者に展開できる良い慣行を検知することも可能となった。このツールは進化しており、第二の顧客知識機能によって補完されている。その他にも、提供されたサービスに対する不満の理由、解決されていない共通の原因に対する顧客による繰り返しの電話、または顧客がサービスをキャンセルするリスクを特定する。上記のような事例が検知されると、商業システムに不満の詳細を含むタスクが自動的に生成され、専門の担当者が顧客に連絡し、その問題を積極的に管理できるようになる。

---

顧客重視

- ・ 革新的な技術を統合することにより、より良い顧客体験を実現し、顧客サービスを促進するための革新的プロジェクト。
  - ・ 主要プロジェクト
    - ・ 緊急「*Work Orders*」(WO)の自動化は、2021～2022年に開始されたプロジェクトの継続であり、ロボットプロセス自動化(RPA)による緊急「*Work Orders*」(WO)の伝達および割当を目的としている。これにより、緊急の修理注文を迅速かつ効果的に管理することが可能となり、顧客サービスの向上および運用コストの削減が可能となる。
    - ・ 「音声分析」は、人工知能(AI)を介して「音声分析」の通話を文字起こしすることにより、特定のプロセスに対する顧客通話を監査することで構成される。
    - ・ 「テキスト分析」は、人工知能(AI)を介して「テキスト分析」を用いた知覚品質調査における顧客コメントの分析である。
-

## 第4 【設備の状況】

### 1 【設備投資等の概要】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

### 2 【主要な設備の状況】

「第3 事業の状況」を参照のこと。

### 3 【設備の新設、除却等の計画】

「第3 事業の状況」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】

##### 【株式の総数】

(2025年12月31日現在)

授 権 株 数	発 行 済 株 式 総 数	未 発 行 株 式 数
1,058,752,117株	1,058,752,117株	0株

2025年12月31日において、ENDESA, S.A.の株式資本は1,270,502,540.40ユーロに達し、1株当たり1.20ユーロの価値を有する完全引受済および払込済株式1,058,752,117株によって表される。当該株式すべてがマドリッド、ビルバオ、バルセロナおよびバレンシアのスペイン証券取引所に上場している。2025年および2024年において変動はなかった。

2026年6月17日におけるエンデサの株式資本は1,250,093,461.20ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,041,744,551株に分割された。

##### 【発行済株式】

(2025年12月31日現在)

発行済株式	記名・無記名の別及び額面・無額面の別	種 類	発 行 数	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
	額面株式 (額面1.20ユーロ)  *本株式の株券は発行されず、ブックエントリーにより表章される。	普通株式	1,058,752,117株	本株式はマドリッド、ビルバオ、バルセロナおよびバレンシアの証券取引所に上場されており、スペインの証券取引所の自動相場システムにおいてその相場が表示されている。	該当なし
計	-	1,058,752,117株	-	-	

2026年6月17日におけるエンデサの株式資本は1,250,093,461.20ユーロであり、それぞれ1.20ユーロの額面金額でのブックエントリー方式によるシングルシリーズの普通株式1,041,744,551株に分割された。

#### (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】

該当事項なし

2025年および2024年12月31日時点において、いかなる発行も当社の株式に転換することはできず、また、保有者に対して、一定の場合に株式への転換を可能にする特権または権利を与えていない。

(3) 【発行済株式総数及び資本金の推移】

年月日	発行済株式総数		資本金		摘要
	増減額	残高	増減額	残高	
1988年3月24日	-	1,040,022,396株	26,000,559,900 ペセタの増資 (28,731,160,934円)	208,004,479,200ペセタ (229,849,287,474円)	700ペセタから 800ペセタへの 額面金額の引 上げによる。
1998年6月30日	85,214,773株減	954,807,623株	17,042,954,600 ペセタの減資 (18,832,820,266円)	190,961,524,600ペセタ (211,016,467,209円)	85,214,773 株 の償還
1999年7月16日	103,944,494株増	1,058,752,117株	20,788,898,800 ペセタの増資 (22,972,166,729円)	211,750,423,400ペセタ (233,988,633,937円) <sup>(1)</sup>	103,944,494 株 の増加

(1) ユーロによる株式資本の再表示のため、2,143,135.32ユーロ(394,036,860円)の減少があった。2025年12月31日時点の株式資本は、1,270,502,540.40ユーロ(233,594,597,078円)であった。

(4) 【所有者別状況】

下記の詳述はエンデサの株式資本に対する大量保有を直接的にまたは間接的に示している。

(2025年12月31日現在) (1)

株主の名称	株主の住所	直接保有議決権	間接保有議決権	議決権総数に 占める割合 (%)
ENEL, S.p.A. (2)	イタリア ローマ市 00198、ピアレレ ジーナ マルゲリータ 137	-	742,195,713	70.1
ENEL IBERIA, S.L.U. (2)	スペイン マドリッド市 28042、カル・リベラ・ デル・ロイラ 60	742,195,713	-	70.1
<b>合計</b>		<b>742,195,713</b>	<b>742,195,713</b>	<b>70.1</b>

(1) スペイン法によれば、3%超の株式を保有する株主または1%超の株式を保有する「タックス・ヘイブン」の居住者である株主と公式に連絡を取ることが要求されている。本有価証券報告書提出日時点において、1%超の株式を保有する株主とは連絡を取っておらず、当社はこの情報を把握することができない。

(2) EIは、ENELの完全子会社である。

2007年3月26日付のENELおよびAccionaとの間の株主間契約は、2009年6月25日に解除された。

ENEL、EI、AccionaおよびFinanzas Dos, S.A.(以下「Finanzas Dos」という。)との間で締結された2009年2月20日付の株式売買および資産譲渡契約に従って、2009年6月25日、AccionaおよびFinanzas Dosは、ENDESA, S.A.の株式資本の25.01%にあたる株式を、EIに対して譲渡した。

かかる譲渡は、自動的にENEL、EI、AccionaおよびFinanzas Dosとの間の2007年3月26日付の契約を終了させた。

当該契約の全内容は以下のウェブサイト:[www.endesa.com](http://www.endesa.com)および[www.cnmv.es](http://www.cnmv.es)で閲覧できる。

## 自己株式

2025年12月31日時点において、Endesa, S.A.は、戦略的インセンティブ支払の一部として株式の引き渡しを含む、長期変動報酬プランおよび株式買戻プログラムを対象とする自己株式を保有している(「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類に対する注記36.1.8を参照のこと。)

## 株式買戻枠組プログラムおよびインセンティブプラン

「株式買戻枠組プログラム」に関連する情報は、2025年度に実施された最初の3トランシェおよびエンデサの「戦略的インセンティブプラン」に関するものであり、「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類に対する注記36.1.8および48.3.5に詳細に記載されている。

## 第3トランシェ

2026年2月27日、Endesa, S.A.は、プログラムの第3トランシェを、実行された金融機関と合意した条件に従い、完了した。

2026年3月31日時点で、第3トランシェの枠組みで取得された株式総数は4,040,753株、総額は122百万ユーロで、そのうち1,271,867株は2026年第1四半期に取得され、総額は40百万ユーロであった。

当該トランシェで取得された株式の総額は、このトランシェで予想される最大額の24.4%、株式資本の0.4%に相当する。

## 第4トランシェならびに第2トランシェおよび第5トランシェの中止

2026年2月20日、Endesa, S.A.の取締役会は「株式買戻枠組プログラム」の第4トランシェを承認し、同プログラムの第2トランシェの中止も承認した。

- 2025年4月29日に開催されたEndesa, S.A.の株主総会で承認された資本金の額の減少に関する決議は、20,409,079ユーロで実行された。これは、「株式買戻枠組プログラム」の第2トランシェで取得された1株あたり1.20ユーロの17,007,566株の消却によるものである。

以上の結果、上記株式の消却後のEndesa, S.A.の資本金は1,250,093,461.20ユーロとされ、当該資本金はすべて同一の種類およびシリーズに属する、1株あたり1.20ユーロの1,041,744,551株により構成されている。

- プログラムの最大額500百万ユーロの範囲内で承認された第4トランシェの枠組みの中で、Endesa, S.A.は2026年1月から5月の期間に親会社の自己株式10,054,139株を355百万ユーロで取得しており、2026年5月31日時点でこれらの株式は全て親会社により保有されている。第4トランシェは2026年第2四半期に実施が続き、最長で2026年7月7日に完了する。

2026年3月24日、Endesa, S.A.取締役会は「株式買戻枠組プログラム」の第5トランシェを承認した。

- 第5トランシェは、2026年3月24日に開催された取締役会で承認された従業員向けの株式配当計画(「フレキシブル株式報酬プログラム」)に基づく一時的な株式買戻プログラムに対応している。承認された第5トランシェで取得される最大株数は703,000株で、最大額は17百万ユーロである。

当該プログラムの期間は2026年4月1日から4月9日までで、この期間にEndesa, S.A.は親会社の自己株式466,093株を17百万ユーロで取得した。2026年4月10日から、「株式買戻枠組プログラム」の第4トランシェの実施が再開された。

#### 資本金の減少計画に関連する買戻プログラムの枠組み内における自己株式の取得および消却

上記に基づき、2026年5月31時点で、資本金の減少計画に関連するトランシェの買戻プログラムの枠組み内で取得および消却された株式数は以下のとおりである。

トランシェ	承認日	完了日	取得された株式数	消却された株式数	2026年5月31日時点の親会社から取得した株式数
第2トランシェ	2025年4月8日	2025年10月13日	17,007,566	17,007,566	-
第3トランシェ	2025年10月13日	2026年2月27日	4,040,753	-	4,040,753
第4トランシェ	2026年2月20日	該当無し	10,054,139	-	10,054,139
合計	-	-	31,102,458	17,007,566	14,094,892

#### Endesa, S.A.が保有する自己株式

2026年5月31日および2025年12月31日現在、Endesa, S.A.は下表のとおり自己株式を保有している。

	株式数	名目価額 (ユーロ/ 1株当たり)	株式資本割合(%)	平均取得価格 (ユーロ/ 1株当たり)	合計取得費用 (ユーロ)
2026年5月31日時点における自己株式	14,268,769	1.2	1.3697	33.62	479,654,166
戦略的インセンティブプラン	168,680	1.2	0.01619	19.25	3,246,801
フレキシブル株式報酬プログラム	5,197	1.2	0.00050	27.71	144,034
資本金の減少計画	14,094,892	1.2	1.35301	33.79	476,263,331
2025年12月31日時点における自己株式	19,947,873	1.2	1.88409	26.50	528,674,223
戦略的インセンティブプラン	168,680	1.2	0.01593	19.25	3,246,801
フレキシブル株式報酬プログラム	2,741	1.2	0.00026	19.14	52,450
資本金の減少計画	19,776,452	1.2	1.86790	26.57	525,374,972

#### (5) 【大株主の状況】

「第2 企業の概況 2 沿革」および上記「(4) 所有者別状況」を参照のこと。

## 2 【配当政策】

「第1 本国における法制等の概要 1 会社制度等の概要 (2) 提出会社の定款等に規定する制度 (二) 利益分配請求権および残余財産分配請求権」を参照のこと。

### 配当政策

取締役会は、業績および財務構造を勘案し、株主報酬の最大化を可能とする経済的および財務的戦略を推進している。これは、エンデサが開発した事業プロジェクトの持続可能性を確保するという目的も果たしている。

この経済的および財務的戦略により、正式に公表される例外的な状況を除き、取締役会は、2026年度、2027年度および2028年度の会計年度において、それらの会計年度に分配することに合意された1株当たりの普通配当金が、当社グループの財務書類において親会社に帰属する当期純利益の少なくとも70%であることを確保するよう努力する。

取締役会は、普通配当金を各場合において決められた特定の日に、2回(1月と7月)の分割払いで現金のみで支払うことを意図しており、その日は正式に発表される。

ただし、エンデサの株主に対する配当を行う能力は、利益創出、配当可能準備金の利用可能性および流動性の状況等、多くの要素に依存しており、将来の会計年度において支払われる可能性のある配当金やその金額を保障することはできない。

市場情報戦略で定められた透明性の原則に従い、エンデサは本配当政策の変更および配当を受領する権利を有する株主を決定する基準日を事前に公表する。

2025年12月16日に開催されたEndesa, S.A.の取締役会で、2025年の総利益に対し、2025年の中間配当として1株当たり総額0.5ユーロを支払うことで合意し、これにより2026年1月12日に519百万ユーロの配当金が支払われた。

同様に、定時株主総会で承認を得るためにEndesa, S.A.の取締役会が提示した2025年度の利益の適用案には、1株あたり合計1.584ユーロの配当金を株主に分配することが含まれた。本提案は2026年4月28日に開催された定時株主総会において承認された。(「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 事業の見通し」を参照のこと。)

これに伴い、2025年および2024年のEndesa, S.A.の1株当たり配当金の内訳は以下のとおりである。

		2025年	2024年	Chg (%)
株式資本	百万ユーロ	1,270.5	1,270.5	-
連結純経常利益	百万ユーロ	2,351	1,993	18.0
連結純利益	百万ユーロ	2,198	1,888	16.4
個別純利益	百万ユーロ	1,666	1,427	16.7
1株当たり経常純利益	ユーロ	2.221	1.882	18.0
1株当たり純利益	ユーロ	2.076	1.783	16.4
1株当たり配当(税引前)	ユーロ	1.584 <sup>(1)</sup>	1.3177 <sup>(2)</sup>	-
連結経常支払い	(%)	70.0	70.0	-
連結支払い	(%)	74.9	73.9	-
個別支払い	(%)	98.8	97.8	-

(1) 2026年1月12日に支払われた1株当たり合計0.5ユーロ相当の中間配当および2026年7月10日に支払われる1株当たり合計1.084ユーロ相当の追加配当。

(2) 2025年1月8日に支払われた1株当たり合計0.5ユーロ相当の中間配当および2025年7月1日に支払われた1株当たり合計0.8177ユーロの期末配当。

課税上、スペインの非居住者でありかつスペインにおける恒久的施設を通じた事業を行っていない当社の株式保有者に対してエンデサによって支払われるエンデサの配当は、租税条約の適用により軽減されるが、19%の税率でスペインの源泉徴収税の対象となる。上記「第1 本国における法制等の概要 3 課税上の取扱い スペインにおける課税 配当課税」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】

##### 経営慣行

本有価証券報告書の発行許可日現在、取締役会役員の最新指名日および取締役会役員の任期の詳細は、下記の表のとおりである。

役 職	氏 名	当初指名日	最新指名日
会長	ホアン・サンチェス・カレロ・ギラルテ	04.12.2019	04.28.2023
副会長	フラビオ・カッタネオ	06.20.2023	04.24.2024
最高経営責任者	ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ	07.25.2023	04.24.2024
取 締 役	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	04.28.2026
	ギレルモ・アロンソ・オラーラ	04.24.2024	04.24.2024
	ステファノ・デ・アンジェリス	09.22.2023	04.24.2024
	エウヘニア・ピエト・カウベット	05.05.2020	04.24.2024
	エリザベッタ・コラッキア	04.24.2024	04.24.2024
	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	04.27.2015	04.28.2023
	ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	05.05.2020	04.24.2024
	アンジェラ・エリセオ	04.28.2026	04.28.2026
	フランシスコ・デ・ラセルダ	04.27.2015	04.28.2023
	ミケーラ・モッシーニ	04.24.2024	04.24.2024
	アナ・ムニョス・メリーノ	04.28.2026	04.28.2026
書記	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

取締役の任期は4年とし、取締役は同期間にわたり再任されうる。

##### 監査および法令遵守委員会、指名および報酬委員会ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会

さらに、当社の取締役会は、監査および法令遵守委員会、指名および報酬委員会、ならびに持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会を任命している。

同様に、取締役会は、取締役会の最善の職務遂行のため必要または適切とみなされる他の委員会を設置できる。

##### 監査および法令遵守委員会

定款第51条は、監査および法令遵守委員会について規定する。

監査および法令遵守委員会は、最低3人、最高6人の取締役会の非常務取締役から成り、少なくともその過半数は独立取締役でありかつそのうちの1人は会計および/または監査の知識および経験に基づき選任されるものとする。当委員会の構成員は当社が運営する活動のセクターに関連するまとまった技術的専門知識を有するものとする。

監査および法令遵守委員会の委員長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任され、4年毎に交代されなければならない。ただし委員長は辞任から1年経過後に再任されることができる。

監査および法令遵守委員会の主要な職務は、取締役会に助言し、財務情報の作成および報告のプロセス、法定監査人の独立性ならびに内部統制およびリスク管理機構の有効性について監督ならびに監視し、かつ、関連当事者取引に関して取締役会に報告することであり、また、あらゆる場合において、法律によりこれに起因する、または取締役会規則もしくは委員会規則で規定される職務も有するものとする。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役 職	氏 名	指 名 日	地 位
委 員 長	イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	06.01.2024	外部独立
委 員	ステファノ・デ・アンジェリス(1)	06.01.2024	外部株主指名(1)
	エウヘニア・ピエト・カウベツト	06.01.2024	外部独立
	ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	06.01.2024	外部独立
	フランシスコ・デ・ラセルダ	06.01.2024	外部独立
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) ENELを意味する。

### 指名および報酬委員会

定款第52条は、指名および報酬委員会について規定している。

指名および報酬委員会は、最低3人、最高6人の取締役会からの非常務取締役により構成され、そのうち少なくとも2人は独立取締役でなければならない。

指名および報酬委員会の会長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任される。会長は4年毎に辞任する必要があるが、辞任から1年経過後に再任されることができる。

指名および報酬委員会の主要な役割は、役員および上級役員の指名および報酬に関して、取締役会に助言することである。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役 職	氏 名	指 名 日	地 位
委 員 長	ホアン・サンチェス・カレロ・ギラルテ	06.01.2024	外部独立
委 員	ギレルモ・アロンソ・オラーラ	06.01.2024	外部独立
	エウヘニア・ピエト・カウベツト	06.01.2024	外部独立
	エリザベッタ・コラッキア	06.01.2024	外部株主指名(1)
	ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	06.01.2024	外部独立
	ミケーラ・モッシーニ	06.01.2024	外部株主指名(1)
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

(1) ENELを意味する。

## 持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会

定款第53条は、持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会について規定している。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会は、最低3人、最高6人の取締役会からの非常務取締役により構成され、そのうち過半数は独立取締役でなければならない。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会の会長は、取締役会により、委員会の独立取締役の中から選任される。

持続可能性およびコーポレート・ガバナンス委員会の主要な役割は、社会的活動に関する戦略に関連して、また、当社のコーポレート・ガバナンス戦略の範囲内で、環境、持続可能性、人権および多様性の問題に関して、取締役会に助言することである。

本有価証券報告書の発行許可日現在、同委員会は、以下の委員により構成されている。

役 職	氏 名	指 名 日	地 位
委 員 長	フランシスコ・デ・ラセルダ	06.01.2024	外部独立
委 員	ギレルモ・アロンソ・オラーラ	06.01.2024	外部独立
書記(非委員)	フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	08.01.2015	-

## 発行会社が発行会社のスキームおよび発行会社の設立国のコーポレート・ガバナンスのスキームを遵守しているかどうかの宣言

当社のガバナンスに適用される原則は、以下において定められている。

- 2025年4月29日に開催された株主総会の決議で最新の変更が承認された会社の定款。
- 2003年6月19日の株主総会で承認され、2021年4月30日に開催された株主総会の決議で最新の変更が承認された株主総会規則。
- 2010年5月10日に承認された取締役会規則(直近の改正は、2023年6月20日に取締役会に承認された。)
- 2003年5月27日、取締役会により承認された株式市場および排出枠市場における行為に関する内部規則(直近の改正は、2021年10月19日に取締役会に承認された。)
- 2003年3月25日、取締役会により、企業倫理規程が承認され、2011年12月19日に更新された。これにより、倫理規定、犯罪リスクの防止および汚職の絶対禁止の一般原則(TCCプラン)が同企業倫理規程の一部を成すようになった。
- 2015年11月10日、株主、機関投資家および委任アドバイザーとのコミュニケーションおよび交渉に関する方針が取締役に承認され、2020年12月21日に取締役会で最新の変更が承認された。
- 2015年11月10日、取締役候補者選抜および多様性の方針が取締役に承認され、2020年12月21日に取締役会で最新の変更が承認された。
- 2015年11月10日、エンデサS.A.およびそのグループ会社のコーポレート・ガバナンスの方針が承認され、2021年1月22日に取締役会で最新の変更が承認された。

- 2015年12月21日、持続可能性に関する方針が承認され、2021年6月21日に取締役会で最新の変更が承認された。
- 2015年6月15日、エンデサS.A.およびその子会社のリスク管理および管理方針が承認され、最新の変更は、2020年12月21日の取締役会により承認された。
- サイバーセキュリティリスク管理に関するガバナンス原則および取組方針が2026年2月20日に承認された。
- 2015年6月15日、エンデサの税務戦略が承認され、2017年6月19日に取締役会で最新の変更が承認された。
  - ・ 2010年12月以降、エンデサおよびエンデサがスペインで支配している子会社は優良税務慣行規定に同意している。
  - ・ かかる規範は、税務当局および納税者の(イ)誠実および相互忠実の原理にもとづく互惠協力、(ロ)会社のための税政策ならびに税務当局の基準の適用における透明性および法的明確性によって任意に採用された勧告を含むものである。
  - ・ 基本的に、会社は税金のリスク削減の促進へのコミットメントおよびそれらを引き起こし得る行動の回避を指向し、税務当局は会社の納税義務を満たす援助をしながら会社のための法的明確性の強化を指向する。
  - ・ これに従って、2011年以降、エンデサの税務担当責任者は監査委員会を通して当社で適用された税制策および関連のある税の問題について取締役会に毎年通知している。

当社の定款は、義務的法令遵守の法規定とともに、当社のガバナンスならびに当社のガバナンスを構成する組織(すなわち、株主総会、取締役会および執行委員会)に適用される原則をその規則において定めている。

これら規則の中で特に注目すべき点は、手続の透明性、株主の権利の尊重、取締役の注意義務および忠実義務、ならびに法の要求に従い、意思決定の過程へ株主が参加することを促進する会社組織の機能を統治するスキームの制定である。

株主総会規則の目的は、株主への情報提供を促進し、株主が議決権および議論に参加する権利を行使して当社の意思決定へ寄与することを促すメカニズムの統制を通して、株主の株主総会への参加を促進することである。

取締役会規則は、定款第36条に従い、取締役会の組織および機能を統制する。かかる規則は以下の3つの概念に基づいている。すなわち、当社の統治機構の行動および当社のすべての関係における透明性の向上、効率的な企業経営の促進ならびに当社の上級管理職および取締役会の株主に対する責任の引受である。

株式市場および排出枠市場における行為に関する内部規則は、透明性および投資家保護に寄与するため、規則の対象者が証券市場取引を行う際の行動基準を定めている。これらの規則は、公平、誠実、個人的利益よりも共通利益の重視、ならびに情報の取扱いおよび市場での行動において払われるべき当然の注意に基づいている。

企業倫理規程は、従業員の行動規範、倫理規定、犯罪リスクの防止および汚職の絶対禁止の一般原則(TCCプラン)で構成されている。これらは当社の方針および価値を発展させ、顧客および取引先との関係における基準を定め、従業員が業務で従うべき基準(倫理規程、専門職業意識および守秘義務)を設定する。かかる規程はまた、執行役および上級管理職としての地位に由来する兼任禁止および制限を定める。

これらの文書は全て、当社ウェブサイトのwww.endesa.comで入手することができる。

2026年2月24日、エンデサは、当社が従うべき行為規範を記載し、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013において規定された様式に従って作成された上場会社のコーポレート・ガバナンス年次報告書様式を含む2025年のコーポレート・ガバナンス年次報告書をCNMVに提出した。

エンデサは、現在スペインにおいて効力を有する法律に従い、コーポレート・ガバナンスに関するスキームを遵守していることを宣言する。

### **行政、管理および監督機関の構成員に関する発行会社の定款または内部規則の規定**

2026年2月24日、エンデサは、CNMVに対し、2025年度コーポレート・ガバナンス年次報告書を提出した。同報告書は、当社が服する基本的な行動原則を記載しており、2013年6月12日付のCNMVサーキュラー5/2013において規定されている様式に従い作成されたとおりの、上場会社のコーポレート・ガバナンスに関する年次報告書の様式を含むものである。

### **取締役会**

エンデサS.A.は、定款に従って、最低で9名、最高で15名の取締役から構成される取締役会により運営される。株主総会は、取締役の指名および解任の双方を行う。

取締役の任期は4年とし、同期間で再任されうるものとする。

定款第36条およびCEA第245条および第249条に従って、取締役会は、その独自の規則の中でその組織および機能を統制している。

定款第37条は、株主総会が取締役の指名および解任の双方を行うと規定している。取締役の地位は、辞任、解任および再任されることができる。

取締役会は、会長もしくはその代理の判断または2名以上の取締役会構成員もしくは、もし存在すれば、調整取締役の請求により、会長またはその代理によって招集される。決議は、本人または委任状により出席している取締役の賛成票の過半数により採択されるものとする。同数票の場合は、会長または会長代理が決定票を投じるものとする。

取締役会の構成員は、「(2) 役員の状況 取締役等 取締役会」を参照のこと。

### **経営委員会**

取締役会は2019年5月6日に、経営委員会の解散を承認した。

## 既存の各種類の株式に関する権利、優先および制限の記載

定款第7条に基づく当社の株主の権利は、以下のとおりである。

「株式は、その所有者に正当な株主としての地位を付与し、かかる株主に法律および定款で定める権利を帰属させる。当社は、同一の状況下にある株主を平等に取り扱わなければならない。」

法律の定めに従い、法律に定める場合を除き、株主は、少なくとも以下の権利を有する。

- ・利益配当および当社の解散によりもたらされる純資産の分配を享有する権利。
- ・新株または転換社債の発行における優先引受の権利。
- ・株主総会に出席し、議決権を行使し、また会社の決議に異議を述べる権利。
- ・情報を受領する権利。

## 株主の権利を変更するために行わなければならない事項の記載(当該条件が法律により要求される条件よりも重大かどうかについて)

適法法令により定められる条件よりも重大な条件は存在しない。

## 定時株主総会および臨時株主総会の招集の様式に適用される条件(承認の条件を含む。)の記載

### 株主総会の招集

取締役会、または場合により当社の清算人は、定時株主総会を毎年上半期内に開催し、当社の利益に適うとみなした場合、臨時株主総会を招集するものとする。

株式資本の3%以上を所有する株主が株主総会において執り行われるべき議題を表示して株主総会の招集を要求した場合もまた、株主総会が招集されなければならない。この場合、株主総会は、適切に公証された通知を受領した日から2か月以内に招集されなければならない。取締役は、議案を作成し、これには、招集請求書に記載された事項を記載しなければならない。

### 出席権

少なくとも100株を所有する株主は、株主総会に直接出席することができる。ただし、当該株式は、株主総会が開催される日の5日前までにブックエントリーの対応する会計帳簿に登録されるものとする。

少数の株式を所有する株主は遠隔で議決権を行使することができ、もしくは、いかなる株主に対しても、出席権および一定の株式数を得るために同一状況のその他の株主とグループをつくる権利(グループ内の株主は特定の株主の代理人であることをグループ内で共有する。)とともに議決権の代理行使権を委任することができる。

出席カードは、会計記録を処理する機関によって発行され、株主総会における委任状を獲得するための書類として株主に使用される。前述の事項は、関連ある責任者または構成員たる各法人によって登録された会計の記録に従い発行された事実証明書にかかわらず解釈される。

開会に先んじて、出席者は、株主総会の決議に提出される提案された決議のコピー(提案への添付書類は除く。)を渡される。

取締役は、株主総会に出席しなければならない。

会長は、適切とみなした者の出席を許可することができる。ただし、総会は、かかる許可を取り消すことができる。

**発行会社の支配権の変更を遅延、延期または阻止する効果を有する、発行会社の定款または内部規則の規定**  
かかる種類の規定は存在しない。

**株主名を開示しなければならない所有持分の上限に適用される定款または内部規則(場合による。)の規定**

現行法により定められた規定にかかわらず、定款にも内部規則にも、株主名を開示しなければならない所有持分の上限に適用される規定は含まれていない。

**資本の変更に適用される定款または内部規則により課された条件の記載(当該条件が法律により要求される条件よりも厳格である場合)**

適用規則により定められた条件よりも厳格な条件は存在しない。

**当社の子会社の事業が適切であることを確保するために構築された体制の記載**

「第2 企業の概況 3 事業の内容」を参照のこと。

(2) 【役員の状況】

・取締役等

取締役会

エンデサの取締役会構成員という地位に関して、全ての取締役会構成員の事業所在地はマドリッド市、カル・リベラ・デル・ロイラ 60である。

2024年4月24日開催の定時株主総会は、取締役会構成員の人数を14人と定めた。

以下の表は、当社の現在の取締役会構成員を示している(男性：8名、女性：6名、全構成員数における女性の概算割合：43%)。

各構成員に関する情報は2026年6月17日現在のものである。

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ホアン・サン チェス・カレ ロ・ギラルテ	会長	1956年 6月24日	2019年	2027年	372	<p>1956年ローマ(イタリア)生まれ。法学学位、法学博士号および大学教授。</p> <p><b>職務経験</b>            1983年以降弁護士として活動、弁護士および仲裁人として、また商業および経済犯罪問題における弁護人として、国内および国際的訴訟において豊富な経験を有する。1998年以降マドリッド・コンプルテンセ大学の法学部にて商法の教授であり、商法、特に会社法、金融市場および良好なコーポレート・ガバナンスのスペインにおける第一人者の1人として、国内でも国際的にも最もよく知られている。彼はエネルギーの権利に関するいくつかの研究を行っている。</p> <p><b>現在の役職</b>            Endesa, S.A.およびEndesa Foundationの会長            エンデサの各基金委員会代表            Sánchez Calero法律事務所パートナー            マドリッド・コンプルテンセ大学の法学部にて商法の教授</p> <p><b>他の活動</b>            2009年以降、Banking and Securities Law Magazineのディレクターを務めている。また、商業上の問題に関する主なスペインの出版物のManagement, Editorial and Scientific Boardsにも参加している。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
フラビオ・カッタネオ	副会長	1963年 6月27日	2023年	2028年	150,000 直接所有 500,000 間接所有	<p>フラビオ・カッタネオは、2023年5月12日よりEnelの社長兼事業部長。          2023年6月12日以降、Enel Iberia, S.R.L.の会長、          2023年6月20日以降、エンデサS.A.の副会長。          また、現在は、Assicurazioni Generaliの取締役会構成員を務めている。          2017年から2018年まで、2014年から2016年までNTV-ItaloのCEO。          2016年から2017年までテレコム・イタリアのCEOを務めた。          2005年から2014年までテルナのCEOを務め、そのグループ内で、2007年から2011年にかけてブラジル電気配電網営業者のTerna Participaçõesの取締役会構成員を務め、同社のブラジルのサンパウロ証券取引所への上場を指揮した。          2003年から2005年まで、RAI(イタリアのラジオ・テレビ放送局)の事業部長を務めた。          1999年から2003年まで、彼はフィエラ・ミラノの会長兼CEOを務め、特にイタリア証券取引所への上場手続を主導する役割を果たした。          1998年から2001年までAEMミラノ(現A2A)副社長。          ミラノ・ポリテクニクの建築学の学位を取得し、SDAボッコーニ・経営・スクールの大学院のREファイナンス・プログラムに参加。          2011年、Cavaliere del Lavoro(労働騎士団)の栄誉を受けた。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ジアンニ・ ヴィットーリ オ・アルマー ニ	最高経営 責任者	1966年 7月24日	2023年	2030年	-	<p>Endesa, S.A.の最高経営責任者。            Enel Green Power España, S.L.、Endesa Generación, S.A.およびEndesa Energía, S.A.U.の取締役会長。            CESI の取締役 Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta S.p.A.およびAzimut技術委員会のメンバー。            2024年12月から、イタリアの電力セクターの主要協会(製造業者、流通業者およびサービスプロバイダーを結集する、Enelも一員である)であるElettricità Futuraの会長である。            2023年7月から2026年4月までEnelの配電および革新の取締役。            Enelに入社する以前は、2021年からユーロネクスト・ミラノ市場に上場しているIren S.p.A.の最高経営責任者兼事業部長を務めていた。            2020年、A2Aの戦略、規制および事業開発の取締役を務めた。            2015年から2018年まで、Anas S.p.A.の会長兼CEOを務め、Ferrovie dello Stato Italianeグループとの合併に向けてAnas S.p.A.を主導した。            同氏はItal Gas StorageおよびSGR F2iなど、さまざまな会社の独立取締役も務めている。            2005年から2015年まで、同氏はTerna S.p.A.に勤務した。Terna Rete Italia CEOまでの任務を拡大する役割を担った。            2005年以前は、GRTN (Gestore della Rete Elettrica Nazionale)で、Ternaとの合併まで働いていた。            同氏の職務経験は、McKinsey &amp; CompanyおよびTelecom Italiaでの戦略的コンサルタント業務の経験も含んでいる。            ローマのラ・サピエンザ電子工学を卒業した後、ボストンのMITからMBAを得て、事業管理と金融経営に関する学位を修了した。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	取締役	1955年 2月27日	2014年	2026年	16,965 直接保有 6,000 間接保有	<p>産業エンジニア(ICAI、1978年)。          ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス氏は現在エンデサの取締役を務めており、2026年4月に同社の最高経営責任者(CEO)およびEnel Groupにおけるイベリア地域マネージャーとしての3期目を終えた。          同氏のエンデサでの44年間のキャリア(うち12年間は最高経営責任者)を務め、再生可能エネルギー、デジタル化、需要の電化およびエネルギー効率に明確に焦点を当てた戦略計画を推進し、同社のスペイン電力分野でのリーダーシップを維持する変革を主導した。          最終任期中は、Enel Green Power España, S.L.、Endesa Energía S.A. および Endesa Generación S.A.の会長を務めた。          また、同氏はEnel Iberia S.R.L.の取締役を務め、エンデサFoundationの理事および副会長も務めた。          過去には、同氏はエネルギー分野に関連する機関で積極的に活動し、AELECの取締役会メンバー、Club Español de la Energíaの名誉副会長兼理事、第8回 ICAI技術者会議の名誉委員会メンバーなどを務めた。          また、同氏は Fundación SERES、Fundación Integra、Fundación Teatro Real、Fundación ProCNIC、Real Instituto ElcanoおよびFundación Andalucía-Américaの理事など、幅広い機関で役職を歴任している。AGFITEL、Foréticaの持続可能な開発ビジネス評議会のメンバーおよびESGスペイン2026企業持続可能性フォーラム名誉委員会のメンバーでもあった。          また、スペイン・イタリア商工会議所の理事会副会長も務めた。          同氏はハビエル・ベンフメア賞(第16回、ICAI、2010年)およびティエポロ賞(第25回、スペイン・イタリア商工会議所およびCEOE、2022年)を受賞した。          2023年11月、同氏はアンダルシア社会科学・環境アカデミーの正会員に選出された。          2024年10月、El Confidencialのプロフェッショナルキャリア部門でインフルエンテ賞を受賞し、2025年6月、Merca2からエグゼクティブ・オブ・ザ・イヤーに選ばれた。          直近では、2026年1月にダボスでフォース・エスパーニャから「フォース・ベスト・ビジョン・オブ・ザ・フューチャー2025賞」を授与された。          同氏は現在、以下の役職を務めている。          - Real Colegio de Eméritos執行委員会のメンバー          - スペイン・エネルギークラブの名誉副会長          - Comillas取締役コミュニティ諮問委員会メンバー          - ESADE専門委員会のメンバー          - Universidad Carlos III de Madrid企業法務諮問修士課程の学術・ビジネス諮問委員会メンバー          - アンダルシア社会科学および環境アカデミーの正会員</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
イグナシオ・ガラルダ・ルイス・デ・ベラスコ	取締役	1951年11月1日	2015年	2027年	30,471 直接所有	<p>1951年生まれ。マドリッド・コンプルテンセ大学の法律学士号(1974年)、公認トレードディーラーおよび株式ブローカー。</p> <p><b>職歴</b>          1976年から1982年まで：認可ブローカー          1982年から1989年まで：公式マドリッド株式ブローカー連盟の株式ブローカー          1984年から2001年まで：A.B. Asesores Bursátiles, S.A.の創立パートナーおよび副会長          1989年から2001年まで：AB Asesores Morgan Stanley Dean Witter, S.V., S.A.の副会長          1991年から2009年まで：マドリッド証券取引所管理組織の取締役          1994年から1996年まで：Bancoval, S.A.の会長          2002年から2005年まで：Mutua Madrileña Automovilistaの取締役          2005年から2008年まで：Mutua Madrileña Automovilistaの副会長          2013年から2017年まで：Faes Farma, S.A.の取締役          2013年から2017年まで：スペイン保険報酬コンソーシアム(Consortio de Compensación de Seguros)の取締役</p> <p>2014年から2020年：Bolsas y Mercados Españoles - BMEの第一副会長          2017年から2021年：Caixabank, S.A.の取締役</p> <p><b>現在の役職</b>          Endesa, S.A.取締役会構成員          Mutua Madrileñaの会長および最高経営責任者</p> <p><b>他の取締役会</b>          Mutua Madrileñaを代表するEl Corte Inglésの取締役</p> <p><b>他の活動</b>          Fundación Mutua Madrileña会長          Pro-Real Academia Española、Museo Reina Sofía、Princesa de Asturias、Ayuda contra la Drogadicción評議委員</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
フランシスコ・デ・ラセルダ	取締役	1960年 9月24日	2015年	2027年	-	<p>1960年リスボン(ポルトガル)生まれ。ポルトガル・カトリック大学の経営学学士号(1982年)。インターナショナル・ディレクターズ・プログラム認定(2019/2020年)。INSEADでその他の課程を履修。</p> <p><b>職歴</b>            CTT - ポルトガル郵便サービスの最高経営責任者(2012年から2019年まで)、Banco CTTの創業者および社長(2015年から2019年まで)、Cimpor - Cimentos de Portugalの最高経営責任者(2010年から2012年まで)、EDP Renováveisの独立取締役(2008年から2012年まで)、Millennium BCPの常務取締役(2000年から2008年まで)、Bank Millennium, Polandの代理最高経営責任者(2001年から2003年まで)、中央および東ヨーロッパにある様々な銀行(2001年から2007年まで)ならびにポルトガルの投資銀行(2006年から2007年まで)を担当、Banco Melloの最高経営責任者(1993年から2000年まで)</p> <p><b>現在の役職</b>            Pamalican Ldaというコンサルティング投資会社のマネージング・パートナー            Endesa, S.A.取締役会構成員</p> <p><b>他の活動</b>            Portuguese Trilateral Commission構成員            2015年から2022年までCotec Portugal経営陣の構成員(2015年から2018年まで会長)</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ	非取締役書記役	1965年 2月17日	2015年	-	13,610直接所有 552間接所有	<p>1965年生まれ。マドリッド・コンプルテンセ大学の法学学士号(1988年)および州検事(1991年)。</p> <p><b>職歴</b>          Enelグループの法務部および総務部の取締役(2012年から2015年)、エンデサの法務部のジェネラル・マネージャー(1998年から2013年まで)、国有産業企業である Sociedad Estatal de Participaciones Industrialesの法務部の担当取締役(1997年から1998年まで)、取締役会の事務局長および書記役、州の産業庁の法務部の担当取締役(1996年から1997年まで)、州検事、本国国税庁のマドリッド地域法律事務所局長(1995年から1996年まで)、州検事、マドリッド高等裁判所の州立法律事務所(1991年から1995年まで)、またthe Universidad Carlos III de Madridで商法の教授(1991年から1995年まで)でもあった。</p> <p><b>現在の役職</b>          Endesa, S.A.の取締役会の事務局長および書記役          Endesa, S.A.の法務およびコーポレート業務の取締役          Enel Americas, S.A.の取締役会の議長</p> <p><b>他の取締役会</b>          Enel Iberia, S.R.L.の取締役書記役</p> <p><b>他の活動</b>          エンデサFoundation評議委員会構成員</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ピラール・ゴンザレス・デ・フルートス	取締役	1956年 5月22日	2020年	2028年	-	<p>1956年ナバレス・デ・アユソ(セゴビア)生まれ。マドリッド自治大学法学学士保有。規制と金融監督を専門とする、国家保険監督官。</p> <p><b>職業経験</b>          2002年から2023年5月まで：UNESPAの会長          1997年から2002年まで：経済省DGSFP保険ジェネラル・ディレクター(保険および年金基金ジェネラル・ディレクター)          1988年から1997年まで：保険補償コンソーシアムの運営責任者          1983年から1988年まで：保険補償コンソーシアムの運営技術アシスタント・ディレクター          1980年から1983年まで：経済省DGSFPにおける保険事業の監督に関する課題</p> <p><b>現在の役職</b>          Endesa, S.A.取締役会構成員</p> <p><b>他の活動</b>          MARKTEL, S.A.取締役会の構成員          Vidacaixa, SA Insurance and Reinsurance取締役会および同社監査委員会構成員          スペイン雇用者組織同盟(CEOE)取締役会の構成員          スペイン金融アナリスト研究所-金融研究財団取締役会の構成員          AFI Emilio Ontiveros Foundation理事会構成員</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
エウヘニア・ビエト・カウベット	取締役	1950年 3月25日	2020年	2028年	19	<p>1950年バルセロナ生まれ。ラモン・リュイ大学経営学学士、ESADE経営学修士、ESADE高度研究課程証書、ラモン・リュイ大学でスペイン会社による企業戦略の採用に関する博士論文で優秀博士号</p> <p><b>職業経験</b>  ESADEにおける戦略・一般経営学部教授(1994年から現在まで)  ESADEジェネラル・マネージャー(2010年から2018年まで)、ESADE企業副局長(2006年から2010年まで)、ESADE Entrepreneurship Instituteの創設者・ディレクター(1997年から2007年まで)、ESADE副学部長(1980年から1982年まで)およびESADE定量法学部教授(1973年から1982年まで)  CEMS経営教育グローバル同盟の会長(2016年から2018年まで)  カタロニア政府CIDEM(革新および事業開発センター)領土リバランス副責任者(1994年から1997年まで)  アルコイ(バレンシア)のCEEI(欧州革新的企業センター)で事業創設訓練および促進責任者(1992年から1994年まで)  アリカンテのコンタおよびアルコイア地区の企業協会、DATO協会(障害者教育)の取締役(1988年から1992年まで)</p> <p><b>現在の役職</b>  Endesa, S.A.取締役会構成員  ESADE戦略および総合管理学部教授  Círculo del Liceo de Barcelona評議員  Coordinadora Catalana de Fundacions(Catalan Foundations調整委員会)会長  Orfeó Català副会長  Orfeó Català/Palau de la Música Foundation評議員会構成員  Universidad Loyola de Andalucíaの評議員会構成員  Acció Solidària contra l'Aturの評議員会構成員  Climent Guitart財団の評議員会構成員  Asepeyo管理・監視委員会の構成員  フランス、SKEMAビジネススクールおよびポルトガル、リスボン大学経済および経営学部の国際顧問委員会構成員  彼女は、ビジネススクール分野における2つの国際品質認定機関であるAACSBおよびEFMDのアクレディターとして協力している。  EFMD(欧州経営開発財団)評議員</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ギレルモ・アロンソ・オラッラー	取締役	1963年 11月8日	2024年	2028年	-	<p>1963年ビルバオ生まれ。デウスト大学法学部の学士号(1986年)。</p> <p><b>経歴</b>          彼は、スペインのいくつかの商工会議所および弁護士会仲裁委員会の裁判所における仲裁手続において仲裁人を務めてきた。          2011年から2018年まで Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.(現 I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U.)の取締役であった。          また、スペイン最大級の造船会社であるAstilleros La Naval de Sestao S.A.の取締役会の法律顧問も務めた。          同氏は以前、Fundación para la Libertadの評議会に就いていた。          1992年から2011年にかけて、デウスト大学私法部の講師を務め、ビジネス法務コンサルタント学修士号の一環として、商業講座を実施した。          同氏は、民事責任、負債、契約に関する講座や講義を数多く提供したほか、いくつかの出版物を執筆してきた。</p> <p><b>現在の職位</b>          商業上・民事上の事案についての豊富な実績を持ち、訴求および調停を中心とした法律事務所である MA Abogados Estudio Jurídicoの弁護士およびパートナーである。          スペインのビジネスグループE. Erhardt y CIA SAの親会社の取締役および秘書役ならびに以下のグループ会社の秘書役：Alsider, S.A.、Bermeo Off Shore, S.A.、ECO Marítima, S.A.、Erhardt Gestión Corporativa, S.L.、Erhardt Siderúrgicos, S.L.、Erhardt Projects, S.L.、Erhardt Servicios, S.A.、Erhardt Transitarios, S.L.、Erhardt Venture Lab, S.L.、Erhardt Off Shore, S.L.、Lingenbrinck, S.L.U.、Navegante Virtual, S.L.、Open Aula on The Net, S.L.、Revalorización de Materiales Santurce, S.L.、Serikat Consultoria e Informatica, S.A.、Tejero Marítima, S.L. および Traher Steel, S.L.。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ステファノ・デ・アンジェリス	取締役	1967年 8月22日	2023年	2028年	-	<p>ステファノ・デ・アンジェリスは、2023年6月にEnelグループの管理、財務および統制担当取締役、2023年9月にエンデサ取締役に就任した。</p> <p>彼のプロとしてのキャリアはトリノのフィアット社の財務部で始まった。その後、1997年にテレコム・イタリアに入社し、最高財務責任者および/または会計責任者の役職をいくつかのグループ当社 (Telecom Italia S.p.A.、TIM S.p.A.、Telecom Italia Media S.p.A.、TIM Participações S.A.、Consodata S.A.を含む)の統制取締役と兼任した。</p> <p>その後、南米有数の電気通信業者であり、ニューヨーク証券取引所に株式を上場しているTIM Participações S.A.とTelecom Argentina S.A.の最高経営責任者を務めた。</p> <p>ローマのラ・サピエンザ大学経済学経営学卒業生で、トルイン大学経営学部の経営管理学修士号を取得。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
エリサベッタ・コラッキア	取締役	1974年 5月10日	2024年	2028年	-	<p>彼女は2019年から2023年5月までItabus S.p.A.の会長であった。以前、彼女はEssecieffe Investmentの執行委員長だった。ITALO Nuovo Trasporto Viaggiatori S.p.A.、Telecom Italia S.p.A.およびTerna S.p.A.において様々なシニア職位を有している。また、イタリア国内外のテレコム・グループとテルナ・グループの複数の取締役会にも就き、Invimit SGR S.p.A.で独立取締役を務めている。彼女は、ロンドンのメリルリンチで投資銀行業務を始めた後、Enelグループの投資家向け広報部に移った。2006年コミュニケーション金獅子賞受賞。</p> <p><b>現在の職位</b>          2023年6月からEnelグループに在籍し、同年12月に人事および組織担当長に就任した。ローマのラ・サピエンザ大学の経済学の学位を取得し、経歴を通じて、エネルギー、インフラ、電気通信および交通部門における国内外の主要会社において、責任と戦略的重要性のある職位を担ってきた。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ミシエラ・モッシーニ	取締役	1968年 9月29日	2024年	2028年	1,000	<p>彼女の経歴は、1993年にEnelで、人事部で始まり、その後、監査、計画および統制(Wind, Terna and Enel Distribuzione)に移った。</p> <p>2001年、テレコム・イタリアに入社し、財務管理統括部で様々な機能を果たし、より一層の職責を果たし、商業統制部門の責任者、グループ企画管理部門の責任者、Telecom Italia Sparkleグループ(TIMの完全子会社)の最高財務責任者を務めた。</p> <p>彼女はまた、Daphne 3 S.p.A.(持株会社)、TCC-Telecontact(カスタマーサービス)、Persidera(メディア)、Noovle(データセンター)およびブラジル有数の通信業者でニューヨーク証券取引所に上場しているTIM Participações S.A.を含む様々な会社で非執行取締役を務めている。</p> <p><b>現在の職位</b>          2023年、同氏は最高経営責任者室および戦略担当長としてENELグループに入社した。</p> <p><b>研修</b>          ローマ・ラ・サピエンツァ大学経済およびビジネス管理学位(優等)。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
アナ・ムニョス・メリーノ	取締役	1964年 7月18日	2026年	2030年	-	<p>ナバラ大学で法学の学位(1987年)を取得し、特別博士号を受賞(1991年)、カンタブリア大学の助教授(1993年)および同大学の財政・税法教授(1999年)を務めた。</p> <p><b>職務経歴</b>          同氏は2020年にマドリッド市議会の経済行政審判所のメンバーに任命され、2026年までその職にあり、以前は2004年から2012年まで務めていた。          同氏は2018年から2019年まで、スペイン王立サッカー連盟のインテグリティ担当副会長を務めた。          同氏は2017年から2019年の間、ナバラ仲裁委員会のメンバーを務めた。          同氏は2017年、地方資金調達モデル改革に関する専門家委員会の委員長を務めた。          同氏は2013年から2015年まで、高等スポーツ評議会のスポーツ総局長を務めた。          同氏は2012年から2013年の間、国家アンチ・ドーピング機関の所長を務めた。          同氏は科学技術省の国家評価・予測機関の局長(2002-2004年)を務め、科学技術政策担当国務長官の議会顧問も務めた。</p> <p><b>現在の役職</b>          弁護士。Endesa, S.A.の独立取締役</p> <p><b>他の活動</b>          同氏はスペイン税務アドバイザー協会およびマドリッド弁護士会の会員であり、納税者保護評議会のメンバーでもある。          同氏はEditorial Aranzadiの出版総局長や雑誌Quincena Fiscalの編集長を務めた。          同氏は国家警備隊功労勲章(銀十字章)、アルフォンソ10世賢王民事功労勲章コンメンダドル章(胸章付)、スポーツ功労金章およびスペイン王立サッカー連盟金章といった様々な勲章を授与されている。</p>

氏名	役職	生年月日	就任年	当期満了年	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
アンジェラ・エリセオ	取締役	1970年 4月24日	2026年	2030年	-	<p>ローマのLUISS・グイド・カルリ大学でマーケティングを専攻し、経済学および商学の学位を取得している。</p> <p><b>職務経歴</b>          2024年1月以降、Enel CommercialのB2C責任者を務め、イタリアにおけるグローバルおよびローカルレベルで統合的なB2Cマーケティング戦略を指揮している。これは、商業オファーの設計、買収モデルの開発、顧客価値管理戦略の定義ならびにデジタルチャネルおよび顧客基盤管理の発展をカバーしている。</p> <p>以前は上場企業Telecom Italia S.p.A.で幅広いキャリアを築き、特にマーケティング、商業管理、データガバナンスの分野で20年以上にわたり責任の増大を伴う役割を担ってきた。彼女は以下の役職を務めた。</p> <p>TIMの第2オペレーターとなったKena Mobile事業部責任者(2022年)。          データガバナンスおよび計画部門責任者(2021年)。          消費者向けCVMマーケティング責任者(2020年)。          消費者向けモバイルマーケティング責任者(2017年から2019年)。          消費者向け提供およびマーケティング責任者(2009年から2016年)。</p> <p>同氏のTelecom Italiaでの実績には、商業方針、ポートフォリオ定義、価格政策、ロイヤルティおよびリテンション戦略ならびに事業部門の損益管理などを担当し、競争が激しく顧客志向の市場で確かな経験を築いている。</p> <p>通信業界に入る前は、Ford S.p.A.でエリアコマースシャルマネージャー兼サービス品質責任者を務めていた(1997年から2000年)。</p> <p><b>現在の役職</b>          2024年1月以降、同氏はEnel CommercialのB2C部門責任者を務めている。</p> <p><b>他の活動</b>          同氏はTIM Retail Srl(2019年)およびTim Ventures Srl(2017年から2019年)の取締役会にも参加し、経営およびガバナンスの経験も積んでいる。</p>

**業務執行役員**

以下の表は、当社の現在の業務執行役員を示している。

以下の表には、当社の業務執行役員の氏名、当社での現在の役職、エンデサ・グループでの専門領域および過去5年間のエンデサ・グループ以外での業務経験を示している。各業務執行役員は無期限で任命されている。

エンデサの業務執行役員という地位に関して、全ての業務執行役員の事業所在地はマドリッド市、カル・リベラ・デル・ロイラ 60である。

各業務執行役員に関する情報は2026年6月17日現在のものである。

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ジアンニ・ヴィットーリオ・アルマーニ (最高経営責任者)	1966年7月24日	-	上記取締役会情報を参照のこと。
パトリシア・フェルナンデス・ザーリス (イベリアの不動産および一般サービス担当ジェネラル・マネージャー)	1968年3月31日	1,690	<p>1968年に生まれ、CUNEF(マドリッド・コンプルテンセ大学)の企業経営学学位および会計学を専攻。また、IESEのマネジメント・ディベロップメント・プログラム(PDD)およびHarvard Business School Leadership for Energy Programを修了。</p> <p><b>職歴</b>            2019年3月から2025年12月31日：監査担当ジェネラル・マネージャー            2015年10月から2019年3月：Enel M&amp;Aのシニア・プロジェクト・マネージャー            2014年9月から2015年9月：EnelのPlanning &amp; Control Global Trading &amp; Upstream Gas(イタリア、ローマ)の責任者            2012年9月から2014年10月：エンデサのスペインおよびポルトガルにおける経営管理および経済調査部長            2008年7月から2012年9月：エンデサの経営管理、経済調査、スペインおよびポルトガル担当責任者            2007年4月から2008年7月：エンデサのスペインおよびポルトガルにおけるエネルギー・マネジメント部長代理            2000年6月から2007年4月：エンデサのインベスター・リレーションズ・グループ長代理            エンデサに入社する前は、ザーリス氏は1991年から2000年まで株式およびセクターを対象とする株式アナリスト(Benito &amp; Monjardín SVBおよびAGESBAN)だった。</p> <p><b>現在の役職</b>            イベリアの不動産および一般サービス担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
ファン・アントニオ・ガリッド・ロドリゲス (イベリアのICTデジタルソリューション担当ジェネラル・マネージャー)	1973年5月12日	2,420	<p>1973年生まれ。電気通信エンジニア(マドリード工科大学)。経営学修士(MBA)および財務管理および制御のエクゼクティブマスター(IEビジネススクール)。ジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)(IESE)。</p> <p><b>職歴</b>          2024年から2025年までグローバルサービス(IT、調達、不動産および一般サービス)のプランニングおよびエクゼクティブレポート責任者          2018年から2024年まで配電セクターのデジタル戦略・プランニング責任者(Enelグループのインフラおよびネットワークデジタルハブ)          2013年から2018年までICTプランニングおよびコントロール責任者 - Enelグループインテグレーション(グループ各国の監督、アプリケーション開発および保守の最適化)          2009年から2013年までICTプランニングおよびコントロール責任者 - エンデサ(スペインからラテンアメリカまでのITグローバル化)          2000年から2009年までIT分野 - エンデサにおける様々な役割</p> <p><b>現在の役割</b>          イベリアのICTデジタルソリューション担当ジェネラル・マネージャー</p>
マリア・ラカサ・マルクイナ (イベリアのコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー)	1975年5月21日	-	<p>1975年ウエスカ生まれ。ICADEポンティフィシア・コモージャス大学経済学・経営学学位取得。ポッコロニ大学にて組織運営、エネルギー管理のリーダーシップ、IESEのパワーMBA。</p> <p><b>職歴</b>          2014年から2024年までエンデサのブランド、スポンサーシップおよびコンテンツのマネージャー          2014年から2016年までエンデサの国際コミュニケーション責任者          2013年から2014年までエンデサのコミュニケーション管理およびCSR責任者          2011年から2013年までEnelのワン・カンパニープロジェクトのコミュニケーションおよび変革管理          2009年から2013年までエンデサのコミュニケーション戦略および研究責任者          2001年から2009年までEndesa Energíaの商業プランニングおよび市場調査責任者          1998年から2001年までBufete de Marketingの市場調査およびベンチマーキングプロジェクト</p> <p><b>現在の役職</b>          イベリアのコミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
フランシスコ・デ・ボルハ・アチャ・ベスガ (イベリアの法務およびコーポレート業務担当ジェネラル・マネージャー)	1965年2月17日	13,610直接所有 552間接所有	上記取締役会情報を参照のこと。
パオロ・ボンディ (イベリアの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー)	1966年4月16日	8,758	<p>1966年ラベンナ生まれ。ボッコロニ大学(ミラノ)の経営学学士号、フランスのフォンテーヌブローにあるINSEADにおいてAMT。</p> <p><b>職歴</b>        エンデサの人事および組織担当ジェネラル・マネージャー(2020年から現在まで)エンデサの火力発電担当ジェネラル・マネージャー(2018年から2019年まで)。エンデサの経済および財務担当ジェネラル・マネージャー(2009年から2018年まで)。エンデサの経済および財務担当代理ジェネラル・マネージャー(2007年から2009年まで)。</p> <p>ENEL Groupにおいて、国際部のCF0(2004年)、TLCの運用管理の責任者(2003年)、戦略および財政分析担当ディレクター(2002年)に就任。</p> <p>ヌイイシュルセーヌにあるEridania Béghin-Say Group(1994年から2002年)において、CF0、政策立案および戦略担当ディレクターおよびキャピタルマーケット担当ディレクターといった様々な役職を務めた。</p> <p>Ferruzzi-Montedison Group(1990年から1994年)において財務および財政に携わり、Montedison USAにおいて財務アナリストとして活動した。</p> <p><b>現在の役職</b>        人事および組織担当ジェネラル・マネージャー</p> <p><b>その他の活動</b>        エンデサFoundationの評議委員会構成員</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ホセ・カサス・マリン (イベリアの制度および規制担当ジェネラル・マネージャー)	1965年5月26日	9,130直接保有 3,701間接保有	<p>1965年生まれ。Universidad Pontificia Comillas ICAIより生産工学の学士号を取得し(1989年)、IESEで総合管理プログラム(PDG)を学んだ(2005年)。</p> <p><b>職歴</b>          1989年に中低電圧の電力装置プロジェクトの独立のプロジェクト・エンジニア兼監督者として働き始めた。1990年、Arthur Andersenに入社し、エネルギー、通信および工業セクターに責任を負う監査管理役に昇進した。エンデサでの経歴は、2000年に配電区域の料金、使用料および商業機能のジェネラル・ディレクターに就任したことから始まる。その直後、彼は同時に、エンデサのエネルギー経営部内にあるEndesa Redの決済および規制ならびに規制部門を引き継いだ。2004年、スペインおよびポルトガルの戦略、規制、環境および持続可能な開発のジェネラル・サブディレクター、2010年に規則および環境のジェネラル・ディレクター(2010年から2014年まで)に就任。2014年より、IRおよび規制のジェネラル・ディレクターの地位に就任。</p> <p><b>その他の活動</b>          CEOEの取締役会構成員          the Real Academia de Ingeniería の PRO REBUS ACADEMIAEの評議委員会構成員。          the Instituto de la Ingeniería de Españaのエネルギー委員会構成員。          Real Instituto Elcanoの執行委員会構成員。          ENERCLUBの取締役会および執行委員会構成員。          AELEC (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica)の取締役会構成員。          2023年Javier Benjumea Award(Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI)</p> <p><b>現在の役職</b>          イベリアの制度および規制担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
ホアン・マリア・モレノ・メラド (イベリアのエネルギー・マネジメント担当ジェネラル・マネージャー)	1962年8月20日	3,308	<p>1962年生まれ。マドリッド工科大学により土木工学の学士号、IESE Business SchoolよりPDGを持つ。</p> <p><b>職歴</b>            1989年にSevillana de Electricidadに入社して以来、電力事業に関わっており、土木工学、エネルギー計画、管理統制および統轄会議の各部門を経験している。エンデサに入社していた1997年に、不動産の経済管理担当代理取締役役に任命され、1998年に配電担当理事会内の経済管理担当取締役となるまで在任した。            2004年にスペインおよびポルトガルの経済および統括責任者となった。2008年、エンデサの計画および管理代理ジェネラル・マネージャーに任命され、2012年から2015年までローマにおけるEnel Groupの計画および管理のヘッドであった。2016年に、Endesa, S.A.の原子力担当ジェネラル・マネージャーに任命され、2018年にエネルギー・マネジメント担当ジェネラル・マネージャーに任命された。            加えて、2011年から2015年にChillectraの会長であった。</p> <p><b>現在の役職</b>            イベリアのエネルギー・マネジメント担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
ゴンサロ・カルボ・デ・ハヤ (イベリアの原子力担当ジェネラル・マネージャー)	1969年4月6日	-	<p>2005年から2006年：INSEADでエグゼクティブMBAを取得            2002年：LONDON BUSINESS SCHOOLでファイナンスの大学課程(MIF)            1987年から1992年：スペインのマドリッドにあるC.U.N.E.F.でファイナンス専門のBSc経営学専攻</p> <p><b>職歴</b>            2018年：原子力担当責任者            2017年：イベリアのカスタマーケア担当責任者            2009年から2016年：イベリアの計画および統括担当責任者            2007年から2009年：ラテンアメリカの企業開発担当責任者            2002年から2007年：ラテンアメリカの最高財務責任者            1997年から2002年：ラテンアメリカのグループ連結担当責任者            1993年から1997年：Senior Energy &amp; Telecom Arthur Andersen            とりわけ、Ampla、Edelnor、Endesa Energía、Endesa Generación、Endesa Red、Enel Green Power España、Elcogas、Gesa、Unelcoの取締役会の旧構成員</p> <p><b>現在の役職</b>            原子力担当ジェネラル・マネージャー            Nuclenor、ANAV AIE、CNAT AIE、Tecnatom、Endesa Generación Nuclear、Foro Nuclearの取締役</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
ダビデ・シシリアート (イベリアの市場担当ジェネラル・マネージャー)	1972年4月12日	-	<p>1972年生まれ。            ビジネスおよび経営科学(パレルモ)の学士号、IESE Business School(バルセロナ)でエネルギー学の修士学位ならびにInseadで経営者MBAを取得。</p> <p><b>職歴</b>            Endesa Xのジェネラル・マネージャー(2021年から2023年まで)Enel Energiaで南イタリア市場の責任者(2014年から2020年まで)および中央イタリア市場の責任者(2014年から2018年まで)            中央イタリアの機関チャンネル責任者(2014年から2020年まで)            Loyalty &amp; Partnershipのマーケティング責任者(2005年から2010年まで)ならびにColgate PalmoliveにおけるマーケティングおよびFabric Careマネージャー(1997年から2005年まで)</p> <p><b>その他の活動</b>            LUISSビジネススクールの終身在職権のない教授(2018年から2020年)            IESE Business Schoolにおけるエネルギー・リーダーシッププログラム(バルセロナ 2010年)            INSEAD(フォンテンブロー 2008年)におけるMAP(経営促進プログラム)</p> <p><b>現在の役職</b>            イベリアの供給担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ホセ・マヌエル・レヴェルタ・メディアヴィラ (イベリアのインフラおよびネットワーク担当ジェネラル・マネージャー)	1967年12月12日	-	<p>1967年カンタブリア州プエンテ・サン・ミゲル生まれ。バリアドリッド大学で自動産業エンジニアを専攻。マドリッドのCarlos III大学で経済学の博士号。Paris 1 Panthéon-Sorbonne大学(フランス)で研究員。IEビジネススクールでMBAを取得。ハーバードビジネススクールでエネルギーのためのENEL大学リーダーシッププログラムを実施。アメリカ国務省で、アメリカにおける気候変動およびエネルギーについてのインターナショナル・ビジター・プログラムを実施。</p> <p><b>職歴</b>            Enel Perúのカントリーマネージャー(2018年から2021年)            Endesa Distribución EléctricaにおけるO&amp;Mのマネージャーおよび取締役(2014年から2018年)            エンデサネットワークの計画および管理責任者(2008年から2014年)            Endesa Ingenieríaの共同取締役(2008年から2012年)            スペインの国家エネルギー委員会の規制および競争責任者(2006年から2008年)            Endesa Energíaの需要管理および規制の副マネージャー(1998年から2006年)            SEDIGASの取締役(2004年から2006年)            事業顧問(1994年から1998年)            Electronic Systems Design (ESD)、ハノーバー技術センター(ドイツ)でのプラクティカム(1991年から1992年)</p> <p><b>その他の活動</b>            バリアドリッド大学で遠距離通信工学部門の準講師(1992年から1993年度)            マドリッドのCarlos III大学で統計学および経済学のFPI会員として、統計学および経済学部門の準講師(1995年から2006年)</p> <p><b>現在の役職</b>            Enel Grids Iberia担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
イグナシオ・マテオ・モン トーヤ (イベリアの調達担当ジェネ ラル・マネージャー)	1966年9月21日	2,583	<p>1966年スペインのマドリッド生まれ。</p> <p><b>学歴</b>            1984年から1990年：スペイン、マドリッドのUPM (Universidad Politécnica de Madrid)で鉱業の技術者。エネルギーおよび燃料を専門とする。            1992年から1993年：スペイン、マドリッドのUPM (Universidad Politécnica de Madrid)でエネルギーおよび環境修士号。            1995年から1996年：スペイン、マドリッドのIESE Business Schoolで1996年6月にMBAを取得。</p> <p><b>職歴</b>            2015年から2020年：Endesa AFC(管理、財務および監督)の計画および監督担当取締役            2014年から2015年：Enel Group (Rome)のグローバル発電の計画および監督担当責任者 - AFC(管理、財務および監督)            2010年から2014年：Enel Group (Rome)の戦略担当責任者 - 戦略計画 - AFC(管理、財務および監督)            2007年から2010年：エンデサ(マドリッド)の戦略担当副局長(戦略部門)            2001年から2003年：Endesa Telecomunicaciones (マドリッド)の企業開発担当マネージャー(エンデサの多様化部門)            1998年から2001年：Endesa Cogeneración y Renovables (ECYR)の国際部門責任者(エンデサの多様化部門)(マドリッド)            1995年から1998年：Unión Fenosa Generación (マドリッド)の環境部門責任者            1991年から1994年：Unión Fenosa Generación (マドリッド)の環境部門技術者</p> <p><b>現在の役職</b>            イベリアの調達担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
ダニエレ・カプリーニ (イベリアの管理、財務および統制担当ジェネラル・マネージャー)	1973年7月22日	-	<p>1973年生まれ。同氏はシエナ大学で経済学の学位を取得している。同氏はローマのLUISSビジネススクールでMBAを取得し、ハーバード・ケネディスクールで気候変動およびエネルギーのエグゼクティブ教育を修了している。</p> <p><b>職歴</b>          同氏は2018年からEnel S.p.A.においてグループ企画および管理部門の責任者を務めている。          同氏は2018年から2021年まで、Enel Chileの取締役会メンバーを務めた。          同氏は2016年から2018年まで、ボゴタのEnel Colombiaの最高財務責任者を務めた。          それ以前は、同氏は2013年から2016年まで、ローマのEnel S.p.A.で経営管理、財務評価および投資管理責任者を務めていた。          同氏は2008年から2013年まで、ローマのEnel Green Powerで戦略計画、M&amp;Aおよび評価部門の責任者を務めた。          同氏は2004年から2008年まではEnelの国際部門でアナリストとして勤務した。          それ以前は、同氏は2003年から2004年まで、ローマのEnel Distribuzioneで内部監査官を務めていた。          同氏は2001年から2003年までローマのEnel Hydroにおいてプロジェクトファイナンスおよび事業開発部門キャリアを開始した。</p> <p><b>現在の役職</b>          イベリアの管理、財務および統制担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
レナート・マストロヤンニ (イベリアの発電担当ジェネラル・マネージャー)	1975年1月6日	-	<p>1975年生まれ。            フェデリコ2世・ナポリ大学で化学工学の学位を取得し、INSEADビジネススクールでMBAを取得。</p> <p><b>職歴</b>            2022年から2026年：Enel Green Powerおよび熱発電の経営および管理の責任者(Enel Green Power)            2020年から2022年：Enel Green Powerの経営および管理の責任者            2016年から2020年：グローバル発電調達責任者(Enel Green Power)            2013年から2016年：組織および人事システム責任者(Enel S.p.A.)            2008年から2013年：統合、安全・運用支援部門および国際部門の責任者(Enel S.p.A.)            2007年から2008年：国際調達および企業調達調整責任者(Enel S.p.A.)            2006年から2007年：調達バイヤーチームリーダー(Enel Distribuzione)            2000年から2006年：エンゲージメント・マネージャー(McKinsey &amp; Co. Inc. Italy)            1998年から2000年：品質マネージャー(STM s.r.l.)</p> <p><b>現在の役職</b>            イベリアの発電担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類 および数	略歴 (主要な外部での役割)
ミゲル・アンヘル・ガルシア・ロペス (イベリアのセキュリティ担当ジェネラル・マネージャー)	1982年4月6日	-	<p>1982年コルドバ(スペイン)生まれ。ネブリハ大学で法学士号を取得。スペイン国立通信教育大学(UNED)でセキュリティの修士号および労働リスク予防の修士号を取得。UNEDで民間警備における統合セキュリティ管理・ディレクションの上級ディプロマを取得。セキュリティディレクターおよび民間警備銃器教官、スペインの内務省の正式認定を受けている。治安警備隊訓練総局により、司法警察、自然保護、EOD捜索専門家および経済・技術管理などの専門分野で認定を受けている。</p> <p><b>職歴</b>        治安警備隊において24年間の実務経験を有し、上級士官団において中佐の階級にまで昇進。アルメリアおよびマドリッドの公共安全部門において複数の責任ある職務を歴任し、自然保護局(SEPRONA)の調査部門やデジタル変革・サイバーセキュリティ総局においても職務を遂行。さらに、スペイン国王陛下の王室警護局で9年間勤務。2025年12月にエンデサに入社し、2026年1月31日までコーポレート・セキュリティ部門においてマネージャーを務めた。</p> <p><b>現在の役職</b>        イベリアのセキュリティ担当ジェネラル・マネージャー</p>

氏名 (役職)	生年月日	所有株式の種類および数	略歴 (主要な外部での役割)
エウヘニオ・ベリンチョン・ゲト (イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー)	1976年5月8日	-	<p>1976年生まれ。          マドリッド・コンプルテンセ大学で経済学の学位を、IEビジネススクールでエグゼクティブMBAを取得。また、IESEおよびボッコニのリーダーシッププログラムおよびハーバード・ビジネス・スクールのリスク管理プログラムも修了している。</p> <p><b>職歴</b>          2025年：世界その他地域担当の監査責任者(Enel Spa)          2022年から2025年：監査責任者およびコンプライアンス・オフィサー(Enel Américas)          2022年から2025年：ブラジルにおける監査責任者およびコンプライアンス・オフィサー(Enel Brazil)          2020年から2021年：チリにおける監査責任者およびコンプライアンス・オフィサー(Enel Chile)          2016年から2019年：コロンビアにおける監査責任者およびコンプライアンス・オフィサー(Enel Colombia)          2014年から2016年：ラテンアメリカにおける監査プロセス部門長(Enel ChileおよびEnel Américas)          2009年から2014年：イベリアおよびラテンアメリカにおけるエンタープライズリスク管理責任者(エンデサ)          1998年から2009年：内部監査(エンデサ)</p> <p><b>その他の活動</b>          2014年から2022年：ビジネススクール教授(Universidad Adolfo Ibáñez, Chile)          2012年から2025年：経営学部教授(Universidad de los Andes, Colombia)          2011年から2018年：大学院教授(CUNEF, Spain)</p> <p><b>現在の役職</b>          監査担当ジェネラル・マネージャー</p>

## 報酬

### ・取締役および上級管理職

#### 取締役および上級経営陣

#### 取締役会の報酬

「第6 経理の状況」に含まれる2025年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48.3を参照のこと。

(3) 【監査の状況】

(a) 監査委員会

「(1)コーポレート・ガバナンスの概要 監査および法令遵守委員会」を参照のこと。

(b) 外部監査人

ENDESA, S.A.の2019年4月12日の株主総会において、株主は、以下について同意した。

- ・ 「KPMG Auditores, S.L.」を、2020年-2022年の期間におけるエンデサS.A.の個別および連結の財務書類についての将来の法定監査人として選任し、当該契約のその他の条件の決定につき、最大限に取締役会に権限を付与すること。

当該決議は、法律に従って実施された選考手続の結果としてエンデサの監査および法令遵守委員会により行われた推薦に従って、取締役会の提案により株主総会において承認を得るために提出された。

KPMG Auditores, S.L.は、Paseo de la Castellana, 259 c, Madridに登記上の事務所を有する。納税者番号(スペイン語の頭文字で「NIF」)は、B-78510153番である。「Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas(会計および監査協会)」の会計監査人登記所において、登記番号S0702の下に登記されており、マドリッドの商業登記所において、M-188.007頁、第11.961巻上に登記されている。

ENDESA, S.A.の2022年4月29日の定時株主総会において株主は当社とその連結グループの両者の2023年、2024年および2025年の事業年度の監査人として、KPMG Auditores, S.L.を再任することに同意した。

ENDESA, S.A.の2025年4月29日の定時株主総会において株主は当社とその連結グループの両者の2026年、2027年および2028年の事業年度の監査人として、KPMG Auditores, S.L.を再任することに同意した。

2025年および2024年のエンデサ・グループの単体および連結年次財務書類は、KPMGにより監査された。これらの単体および連結年次財務書類は「CNMV」において一般公開されている。

KPMGは、2025年および2024年12月31日終了年度に関する年次財務書類を監査し、限定意見のない報告書を発行している。

(c) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

(単位：ユーロ)

区分	2024連結会計年度		2025連結会計年度	
	監査証明業務に基づく報酬	非監査業務に基づく報酬	監査証明業務に基づく報酬	非監査業務に基づく報酬
提出会社	2,084,721 (383,296,803円)	0 (0円)	2,005,419 (368,716,337円)	0 (0円)
連結子会社	989,650 (181,957,049円)	0 (0円)	1,280,153 (235,368,931円)	0 (0円)
計	3,074,371 (565,253,852円)	0 (0円)	3,285,572 (604,085,268円)	0 (0円)

(d) その他重要な報酬の内容

2025年および2024年において、証明業務には主に財務情報および非財務情報を検討するために合意された手続に関する報告書作成の費用が含まれる。

(e) 当社の外国監査公認会計士等の非監査業務の内容

2025年および2024年中、該当事項なし。

(f) 監査報酬の決定方針

監査委員会承認政策および手続

エンデサの外部監査人は、エンデサの株主によって定時株主総会で選任される。同様に、適用法および規制が定めた諸国に設置されたその子会社の株主も、当該子会社の外部監査人を選任する。

監査および法令遵守委員会は、外部監査部を通じて選任の提案、契約書の検討、報酬交渉、提供された業務についての質の管理、独立問題の検討および管理ならびにその他関連事項を管理する。

監査および法令遵守委員会は、専門的業務について、エンデサの外部監査人または外部監査人の関連会社の契約締結に関する承諾政策を有する。当該政策が対象とする専門的業務は、エンデサまたはその子会社に提供された監査業務および非監査業務であって、2018年7月23日付の取締役会の契約に定められたものを含む。

経常の監査業務に関して支払可能な報酬は、包括的交渉の一部として承認されている。

臨時の監査業務に関して支払可能な報酬は、外部監査部による分析を一旦受けた後、承認または否認のため、監査および法令遵守委員会に提出される。

(4) 【役員の報酬等】

該当事項なし。

(5) 【株式の保有状況】

該当事項なし。

## 第6 【経理の状況】

- a 本書記載のエンデサS.A.及び連結子会社（以下、本第6において「当社グループ」という。）の原文の連結財務書類（以下、本第6において「原文の連結財務書類」という。）は、欧州連合が採択している国際財務報告基準（以下、本第6において「EU版IFRS」という。）に準拠して作成されている。

本書記載の邦文の連結財務書類は、上述の当年度及び前年度の原文の連結財務書類を翻訳したものである。

当社グループの連結財務書類の日本における開示は、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（以下、本第6において「財務諸表等規則」という。）（昭和38年大蔵省令第59号）第328条第1項の規定が適用されている。

日本における会計原則及び報告実務とIFRSとの主な差異は、本第6の「4 日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違」に記載されている。

- b 原文の当年度及び前年度の連結財務書類は、スペインにおける独立監査人であるKPMG Auditores, S.L.の監査を受けている。監査報告書の原文及び独立監査人の同意書の原文並びにそれらの訳文は、本書に掲載されている。

なお、当社グループの連結財務書類は金融商品取引法第193条の2第1項第1号及び「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の規定により、外国監査法人等により監査証明に相当すると認められる証明を受けているため、本邦の公認会計士又は監査法人による金融商品取引法第193条の2第1項の規定に基づく監査証明を受けていない。

- c 邦文の連結財務書類には、「財務諸表等規則」第331条に基づき、原文の連結財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2026年4月1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、1ユーロ＝183.86円の為替レートが使用されている。

- d 日本円及び本第6の「3 その他」から「4 日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違」の事項は原文の連結財務書類には記載されておらず、原文の連結財務書類への参照事項を除き、上記bの監査の対象になっていない。

## 1 [財務書類]

## (1) 連結損益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2025年		2024年	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
<b>収益</b>	<b>10</b>	<b>21,424</b>	<b>3,939,017</b>	<b>21,307</b>	<b>3,917,505</b>
販売及びサービスから生じる収益	10.1	21,031	3,866,760	20,935	3,849,109
その他の営業収益	10.2	393	72,257	372	68,396
<b>仕入及びサービス</b>		<b>(13,609)</b>	<b>(2,502,151)</b>	<b>(13,054)</b>	<b>(2,400,108)</b>
電力購入	11.1	(5,214)	(958,646)	(4,545)	(835,644)
消費燃料	11.2	(1,936)	(355,953)	(2,271)	(417,546)
輸送費		(3,741)	(687,820)	(3,595)	(660,977)
その他の変動仕入及びサービス	11.3	(2,718)	(499,731)	(2,643)	(485,942)
<b>エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用</b>	<b>12</b>	<b>92</b>	<b>16,915</b>	<b>(908)</b>	<b>(166,945)</b>
<b>貢献利益</b>		<b>7,907</b>	<b>1,453,781</b>	<b>7,345</b>	<b>1,350,452</b>
自家建設資産	3.2b.1、3.2d.3	273	50,194	275	50,562
人件費	13	(962)	(176,873)	(986)	(181,286)
その他の固定営業費用	14	(1,480)	(272,113)	(1,396)	(256,669)
その他の収益及び費用	15	18	3,309	55	10,112
<b>営業総利益</b>		<b>5,756</b>	<b>1,058,298</b>	<b>5,293</b>	<b>973,171</b>
非金融資産の減価償却費及び減損損失	16.1	(2,256)	(414,788)	(2,018)	(371,029)
金融資産の減損損失	16.2	(169)	(31,072)	(204)	(37,507)
<b>営業利益</b>		<b>3,331</b>	<b>612,438</b>	<b>3,071</b>	<b>564,634</b>
<b>金融損益</b>		<b>(451)</b>	<b>(82,921)</b>	<b>(493)</b>	<b>(90,643)</b>
金融収益	17.1	81	14,893	131	24,086
金融費用	17.1	(544)	(100,020)	(639)	(117,487)
デリバティブ収益及び費用	17.2	6	1,103	19	3,493
正味為替差額	17.1	6	1,103	(4)	(735)
持分法適用会社の純利益/損失	18	35	6,435	11	2,022
<b>税引前利益</b>		<b>2,915</b>	<b>535,952</b>	<b>2,589</b>	<b>476,014</b>
法人税	19	(681)	(125,209)	(696)	(127,967)
<b>継続事業に係る税引後利益</b>		<b>2,234</b>	<b>410,743</b>	<b>1,893</b>	<b>348,047</b>
<b>非継続事業に係る税引後利益</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>当期純利益</b>		<b>2,234</b>	<b>410,743</b>	<b>1,893</b>	<b>348,047</b>
親会社の所有者に帰属		2,198	404,124	1,888	347,128
非支配持分に帰属	36.2	36	6,619	5	919
<b>継続事業から生じる基本的1株当たり利益（単位：ユーロ）</b>		<b>2.10</b>	<b>386</b>	<b>1.78</b>	<b>327</b>
<b>継続事業から生じる希薄化後1株当たり利益（単位：ユーロ）</b>		<b>2.10</b>	<b>386</b>	<b>1.78</b>	<b>327</b>
<b>基本的1株当たり利益（単位：ユーロ）</b>		<b>2.10</b>	<b>386</b>	<b>1.78</b>	<b>327</b>
<b>希薄化後1株当たり利益（単位：ユーロ）</b>		<b>2.10</b>	<b>386</b>	<b>1.78</b>	<b>327</b>

添付の注記に記載されている注記1～55は、2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結損益計算書の不可分の一部である。

[次へ](#)

(2) 連結その他の包括利益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2025年		2024年	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
<b>連結当期純利益</b>		<b>2,234</b>	<b>410,743</b>	<b>1,893</b>	<b>348,047</b>
<b>その他の包括利益</b>					
<b>純損益に振り替えられることのない項目</b>		<b>1</b>	<b>184</b>	<b>42</b>	<b>7,722</b>
有形・無形資産の再評価/(戻入)		-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	36.1.11、38.1	-	-	52	9,561
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		1	184	-	-
その他の包括利益を通じて測定する資本性金融商品		-	-	-	-
純利益に振り替えられることのないその他の収益及び費用		-	-	-	-
税効果	36.1.11、19	-	-	(10)	(1,839)
<b>純損益に振り替えられる可能性のある項目</b>		<b>130</b>	<b>23,902</b>	<b>142</b>	<b>26,108</b>
<b>ヘッジ取引</b>	<b>36.1.6、36.1.11</b>	<b>170</b>	<b>31,256</b>	<b>187</b>	<b>34,382</b>
再評価利得/(損失)		(24)	(4,413)	(333)	(61,225)
純損益への振替額		194	35,669	520	95,607
その他の振替		-	-	-	-
<b>為替換算差額</b>	<b>36.1.11</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>184</b>
再評価利得/(損失)		-	-	1	184
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
<b>ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分</b>	<b>36.1.6、36.1.11</b>	<b>2</b>	<b>368</b>	<b>1</b>	<b>184</b>
再評価利得/(損失)		2	368	1	184
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
<b>その他の包括利益を通じて公正価値で測定する負債性金融商品</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
再評価利得/(損失)		-	-	-	-
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
<b>後に純損益に振り替えられる可能性のあるその他の収益及び費用</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
再評価利得/(損失)		-	-	-	-
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
税効果	36.1.11、19	(42)	(7,722)	(47)	(8,641)
<b>包括利益合計</b>		<b>2,365</b>	<b>434,829</b>	<b>2,077</b>	<b>381,877</b>
<b>親会社の所有者に帰属</b>		<b>2,327</b>	<b>427,842</b>	<b>2,072</b>	<b>380,958</b>
<b>非支配持分に帰属</b>		<b>38</b>	<b>6,987</b>	<b>5</b>	<b>919</b>

添付の注記に記載されている注記1～55は、2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結その他の包括利益計算書の不可分の一部である。

[次へ](#)

## (3) 連結財政状態計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2025年		2024年	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
<b>資産</b>					
<b>非流動資産</b>		<b>29,119</b>	<b>5,353,819</b>	<b>28,232</b>	<b>5,190,736</b>
有形固定資産	21	23,832	4,381,752	22,940	4,217,748
不動産投資	23	4	735	4	735
無形資産	24	1,424	261,817	1,536	282,409
のれん	25	607	111,603	462	84,943
持分法で会計処理されている投資	27	280	51,481	287	52,768
顧客との契約から生じる非流動資産	28	-	-	-	-
その他の非流動金融資産	29	695	127,783	829	152,420
非流動デリバティブ金融商品	45	331	60,858	377	69,315
その他の非流動資産	30	595	109,397	486	89,356
繰延税金資産	26	1,351	248,395	1,311	241,040
<b>流動資産</b>		<b>8,363</b>	<b>1,537,621</b>	<b>9,113</b>	<b>1,675,516</b>
棚卸資産	32	2,050	376,913	1,831	336,648
営業債権及びその他の債権	33	4,701	864,326	4,878	896,869
営業債権及びその他の債権		4,125	758,423	4,194	771,109
当期法人税資産		337	61,961	265	48,723
その他の税金資産		239	43,943	419	77,037
顧客との契約から生じる流動資産	28	3	552	12	2,206
その他の流動金融資産	31	892	164,003	974	179,080
流動デリバティブ金融商品	45	494	90,827	541	99,468
現金及び現金同等物	34	195	35,853	840	154,442
売却目的保有に分類される非流動資産及び非継続事業	35	28	5,148	37	6,803
<b>資産合計</b>		<b>37,482</b>	<b>6,891,441</b>	<b>37,345</b>	<b>6,866,252</b>
<b>資本及び負債</b>					
<b>資本</b>	<b>36</b>	<b>9,611</b>	<b>1,767,078</b>	<b>9,053</b>	<b>1,664,485</b>
親会社の所有者に帰属	36.1	8,522	1,566,855	8,110	1,491,105
資本金		1,271	233,686	1,271	233,686
資本剰余金及び利益剰余金		6,082	1,118,237	5,593	1,028,329
(自己株式)		(529)	(97,262)	(4)	(735)
親会社の所有者に帰属する当期利益		2,198	404,124	1,888	347,128
中間配当		(519)	(95,423)	(529)	(97,262)
その他の資本性金融商品		5	919	5	919
評価調整		14	2,574	(114)	(20,960)
非支配持分に帰属	36.2	1,089	200,224	943	173,380
<b>非流動負債</b>		<b>18,863</b>	<b>3,468,151</b>	<b>19,322</b>	<b>3,552,543</b>
補助金	37	260	47,804	249	45,781
顧客との契約から生じる非流動負債	28	4,450	818,177	4,413	811,374
非流動引当金	38	2,673	491,458	2,758	507,086
従業員給付引当金	38.1	232	42,656	227	41,736
その他の非流動引当金		2,441	448,802	2,531	465,350
非流動金融債務	42.3	9,422	1,732,329	9,881	1,816,721
非流動デリバティブ金融商品	45	185	34,014	336	61,777
その他の非流動金融負債	40	164	30,153	64	11,767
その他の非流動負債	39	568	104,432	574	105,536
繰延税金負債	26	1,141	209,784	1,047	192,501
<b>流動負債</b>		<b>9,008</b>	<b>1,656,211</b>	<b>8,970</b>	<b>1,649,224</b>
顧客との契約から生じる流動負債	28	523	96,159	487	89,540
流動引当金	38	1,082	198,937	1,035	190,295
従業員給付引当金		-	-	-	-
その他の流動引当金		1,082	198,937	1,035	190,295
流動金融債務	42.3	1,005	184,779	613	112,706
流動デリバティブ金融商品	45	514	94,504	656	120,612
その他の非流動金融負債	40	63	11,583	97	17,834
仕入債務及びその他の支払債務	41	5,806	1,067,491	6,065	1,115,111
サプライヤー及びその他の債権者		4,932	906,798	5,149	946,695
当期法人税負債		298	54,790	309	56,813
その他の税金負債		576	105,903	607	111,603
売却目的保有に分類された非流動資産及び非継続事業に 関連する負債	35	15	2,758	17	3,126
<b>資本及び負債合計</b>		<b>37,482</b>	<b>6,891,441</b>	<b>37,345</b>	<b>6,866,252</b>

添付の注記に記載されている注記1～55は、2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結財政状態計算書の不可分の一部である。

[前へ](#)      [次へ](#)

(4) 連結資本変動計算書

単位：百万ユーロ

	注記	親会社の所有者に帰属する持分 (注記36.1)					非支配持分 (注記 36.2)	合計 株主持分	
		株主資本							
		資本金	資本剰余 金、利益剰 余金及び中 間配当	自己株式	当期純利益	その他の 資本性金 融商品			
<b>2025年1月1日現在期首残高</b>		1,271	5,064	(4)	1,888	5	(114)	943	9,053
会計基準の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>調整後期首残高</b>		1,271	5,064	(4)	1,888	5	(114)	943	9,053
<b>包括利益合計</b>		-	1	-	2,198	-	128	38	2,365
<b>パートナー又は所有者との取引等</b>		-	(1,390)	(525)	-	-	-	108	(1,807)
資本増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額	36.1.10	-	(1,379)	-	-	-	-	(71)	(1,450)
自己株式(純額)に関する取引	36.1.8	-	-	(525)	-	-	-	-	(525)
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
パートナー又は所有者とのその他の取引等	7.1	-	(11)	-	-	-	-	179	168
<b>その他の純資産の変動</b>		-	1,888	-	(1,888)	-	-	-	-
持分決済型の株式報酬		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	1,888	-	(1,888)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2025年12月31日現在期末残高</b>		1,271	5,563	(529)	2,198	5	14	1,089	9,611

添付の注記に記載されている注記1～55は、2025年12月31日に終了する事業年度の連結株主資本等変動計算書の不可分の一部である。

単位：百万ユーロ

注記	親会社の所有者に帰属する持分 (注記36.1)					評価調整	非支配持分 (注記 36.2)	資本合計
	株主資本							
	資本金	資本剰余 金、利益剰 余金及び中 間配当	自己株式	当期純利益	その他の 資本性金 融商品			
<b>2024年1月1日現在期首残高</b>	1,271	5,259	(4)	742	5	(256)	187	7,204
会計基準の変更に伴う調整	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>調整後期首残高</b>	1,271	5,259	(4)	742	5	(256)	187	7,204
<b>包括利益合計</b>	-	42	-	1,888	-	142	5	2,077
<b>パートナー又は所有者との取引等</b>	-	(979)	-	-	-	-	751	(228)
資本増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
負債から資本への振替	-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額	36.1.10	(1,059)	-	-	-	-	(17)	(1,076)
自己株式(純額)に関する取引	36.1.8	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
パートナー又は所有者とのその他の取引等	-	80	-	-	-	-	769	849
<b>その他の純資産の変動</b>	-	742	-	(742)	-	-	-	-
持分決済型の株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	742	-	(742)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2024年12月31日現在期末残高</b>	1,271	5,064	(4)	1,888	5	(114)	943	9,053

添付の注記に記載されている注記1～55は、2024年12月31日に終了する事業年度の連結株主資本等変動計算書の不可分の一部である。

単位：百万円

注記	親会社の所有者に帰属する持分 (注記36.1)					評価調整	非支配持分 (注記 36.2)	合計 株主持分
	株主資本							
	資本金	資本剰余 金、利益剰 余金及び中 間配当	自己株式	当期純利益	その他の 資本性金 融商品			
<b>2025年1月1日現在期首残高</b>	<b>233,686</b>	<b>931,067</b>	<b>(735)</b>	<b>347,128</b>	<b>919</b>	<b>(20,960)</b>	<b>173,380</b>	<b>1,664,485</b>
会計基準の変更に伴う調整	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>調整後期首残高</b>	<b>233,686</b>	<b>931,067</b>	<b>(735)</b>	<b>347,128</b>	<b>919</b>	<b>(20,960)</b>	<b>173,380</b>	<b>1,664,485</b>
<b>包括利益合計</b>	<b>-</b>	<b>184</b>	<b>-</b>	<b>404,124</b>	<b>-</b>	<b>23,534</b>	<b>6,987</b>	<b>434,829</b>
<b>パートナー又は所有者との取引等</b>	<b>-</b>	<b>(255,565)</b>	<b>(96,527)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>19,857</b>	<b>(332,235)</b>
資本増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
負債から資本への振替	-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額 36.1.10	-	(253,543)	-	-	-	-	(13,054)	(266,597)
自己株式(純額)に関する取引 36.1.8	-	-	(96,527)	-	-	-	-	(96,527)
企業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
パートナー又は所有者とのその他の取引等 7.1	-	(2,022)	-	-	-	-	32,911	30,888
<b>その他の純資産の変動</b>	<b>-</b>	<b>347,128</b>	<b>-</b>	<b>(347,128)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
持分決済型の株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	347,128	-	(347,128)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2025年12月31日現在期末残高</b>	<b>233,686</b>	<b>1,022,813</b>	<b>(97,262)</b>	<b>404,124</b>	<b>919</b>	<b>2,574</b>	<b>200,224</b>	<b>1,767,078</b>

添付の注記に記載されている注記1～55は、2025年12月31日に終了する事業年度の連結株主資本等変動計算書の不可分の一部である。

単位：百万円

注記	親会社の所有者に帰属する持分 (注記36.1)					評価調整	非支配持分 (注記 36.2)	資本合計
	株主資本							
	資本金	資本剰余 金、利益剰 余金及び中 間配当	自己株式	当期純利益	その他の 資本性金 融商品			
2024年1月1日現在期首残高	233,686	966,920	(735)	136,424	919	(47,068)	34,382	1,324,527
会計基準の変更に伴う調整	-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整	-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高	233,686	966,920	(735)	136,424	919	(47,068)	34,382	1,324,527
包括利益合計	-	7,722	-	347,128	-	26,108	919	381,877
パートナー又は所有者との取引 等	-	(179,999)	-	-	-	-	138,079	(41,920)
資本増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	(184)	(184)
負債から資本への振替	-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額	36.1.10	(194,708)	-	-	-	-	(3,126)	(197,833)
自己株式(純額)に関する取引	36.1.8	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)	-	-	-	-	-	-	-	-
パートナー又は所有者とのその 他の取引等	-	14,709	-	-	-	-	141,388	156,097
その他の純資産の変動	-	136,424	-	(136,424)	-	-	-	-
持分決済型の株式報酬	-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替	-	136,424	-	(136,424)	-	-	-	-
その他の変動	-	-	-	-	-	-	-	-
2024年12月31日現在期末残高	233,686	931,067	(735)	347,128	919	(20,960)	173,380	1,664,485

添付の注記に記載されている注記1～55は、2024年12月31日に終了する事業年度の連結株主資本等変動計算書の不可分の一部である。

[前へ](#)      [次へ](#)

## (5) 連結キャッシュ・フロー計算書

注記	2025年度 (2025年12月31日に終了した 12か月間)		2024年度 (2024年12月31日に終了した 12か月間)	
	百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
<b>税引前利益</b>	<b>2,915</b>	<b>535,952</b>	<b>2,589</b>	<b>476,014</b>
<b>純損益の調整：</b>	<b>3,299</b>	<b>606,554</b>	<b>3,033</b>	<b>557,647</b>
固定資産の減価償却費及び減損損失	16	2,425	2,222	408,537
その他の純損益調整		874	811	149,110
<b>運転資本の変動：</b>	<b>47.1</b>	<b>(776)</b>	<b>(733)</b>	<b>(134,769)</b>
営業債権及びその他の債権		697	799	146,904
棚卸資産		(952)	(835)	(153,523)
流動金融資産		(122)	(6)	(1,103)
営業債務及びその他の流動負債		(399)	(691)	(127,047)
<b>営業活動によるその他のキャッシュ・フロー</b>	<b>47.1</b>	<b>(1,387)</b>	<b>(1,322)</b>	<b>(243,063)</b>
受取利息		46	113	20,776
受取配当金		8	10	1,839
支払利息		(374)	(547)	(100,571)
法人税		(869)	(629)	(115,648)
営業活動によるその他の収支		(198)	(269)	(49,458)
<b>営業活動による正味キャッシュ・フロー</b>	<b>47</b>	<b>4,051</b>	<b>3,567</b>	<b>655,829</b>
<b>投資による支出</b>		<b>(3,430)</b>	<b>(2,466)</b>	<b>(453,399)</b>
有形固定資産及び無形資産の取得	47.2	(1,844)	(1,846)	(399,406)
グループ会社への投資		(978)	-	-
その他の投資による取得	47.2	(608)	(620)	(113,993)
<b>売却による収入</b>		<b>581</b>	<b>938</b>	<b>172,461</b>
有形固定資産及び無形資産の処分	47.2	88	30	5,516
グループ会社持分の処分	47.2	13	-	-
その他の投資の処分	47.2	480	908	166,945
<b>投資活動によるその他のキャッシュ・フロー</b>	<b>47.2</b>	<b>140</b>	<b>195</b>	<b>35,853</b>
投資活動によるその他の収支		140	195	35,853
<b>投資活動による正味キャッシュ・フロー</b>	<b>47</b>	<b>(2,709)</b>	<b>(1,333)</b>	<b>(245,085)</b>
資本性金融商品からのキャッシュ・フロー	47.3	(355)	835	153,523
非流動金融債務による収入	42.3、47.3	9	818	150,397
非流動金融債務の返済	42.3、47.3	(26)	(40)	(7,354)
金融債務の償還による正味キャッシュ・フロー	42.3、47.3	(155)	(4,041)	(742,978)
親会社による配当金の支払い	36.1.10、36.1.12、47.3	(1,389)	(1,058)	(194,524)
非支配持分への配当金の支払い	47.3	(71)	(14)	(2,574)
<b>財務活動による正味キャッシュ・フロー</b>	<b>47</b>	<b>(1,987)</b>	<b>(3,500)</b>	<b>(643,510)</b>
<b>正味キャッシュ・フロー合計</b>		<b>(645)</b>	<b>(1,266)</b>	<b>(232,767)</b>
現金及び現金同等物に係る換算差額		-	-	-
<b>現金及び現金同等物の変動</b>		<b>(645)</b>	<b>(1,266)</b>	<b>(232,767)</b>
<b>現金及び現金同等物の期首残高</b>	<b>34</b>	<b>840</b>	<b>2,106</b>	<b>387,209</b>
手許現金及び銀行預金		78	1,281	235,525
その他の現金同等物		762	825	151,685
<b>現金及び現金同等物の期末残高</b>	<b>34</b>	<b>195</b>	<b>840</b>	<b>154,442</b>
手許現金及び銀行預金		145	78	14,341
その他の現金同等物		50	762	140,101

添付の注記に記載されている注記1～55は、2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結キャッシュ・フロー計算書の不可分の一部である。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 連結財務書類に対する注記

### 注記1. 事業内容及び連結財務諸表

エンデサS.A.（以下「親会社」又は「当社」）及びその子会社は、エンデサ・グループ（以下「エンデサ」）を構成している。エンデサS.A.の登記上及び税務上の事務所並びに本社所在地は、Madrid（スペイン）のCalle Ribera del Loira, 60である。

当社は1944年にスペインにおいて社名Empresa Nacional de Electricidad, S.A.として有限責任会社として設立された。その後、1997年6月25日の株主総会で採択された決議に基づき、社名をエンデサS.A.に変更した。それ以降、社名に変更はない。

エンデサの企業目的は、様々な産業・商業分野の電力事業、あらゆる種類の一次エネルギー資源の開拓、特に通信、水道・ガス分野、及び当社グループの企業目的に繋がる又は補完する分野を中心とする産業サービスの提供、並びに他社への投資から成る企業グループの経営である。エンデサは、主にスペイン及びポルトガルで、並びにその他の欧州数カ国の支店を通じて、直接又は他社の株式保有を通じて間接的に国内外でその企業目的を達成するための事業を展開している。

2024年12月31日に終了する事業年度のエンデサの連結財務諸表は、2025年4月29日の株主総会で承認され、Madrid商業登記所に提出されている。

2025年12月31日に終了する事業年度のエンデサの連結財務諸表、及びエンデサに統合された各社の2025年度の連結財務諸表は、本連結財務諸表の承認の基礎となっており、大部分が各社の株主総会における承認を待っている。しかし、親会社の取締役は、これらの財務諸表が提出されれば、承認されると考えている。

本連結財務諸表の報告通貨はユーロであり、数値は親会社の報告通貨であるため、（別段の明示がない限り）百万ユーロで表示されている。

当社はエネルギー・グループの一員であり、その親会社は、イタリアの現行法に準拠して設立され、登記上の本社をローマ（Viale Regina Margherita, 137）に置くEnel, S.p.A.である。また、スペインにおける主要会社は登記上の本社をMadrid（Calle Ribera del Loira, 60）に置くEnel Iberia, S.L.U.である。2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エネルギー・グループはEnel Iberia, S.L.U.を通じて、エンデサS.A.が保有する自己株式を考慮した会計上の目的のみにおいて、エンデサS.A.の株式資本のそれぞれ71.4%及び70.1%を支配している。商業目的上、2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エネルギー・グループは当社の資本金の70.1%にあたる株式をEnel Iberia, S.L.U.を通じて保有している（注記36.1.8参照）。

エネルギー・グループの2024年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表は、2025年5月22日に開催された株主総会で承認され、ローマ及びMadrid商業登記所に提出されている。

## 注記2. 連結財務諸表作成の基準

### 2.1. 適用される会計規則

2025年12月31日に終了したエンデサの連結財務諸表は、2026年2月20日に開催された取締役会において親会社の取締役によって承認されたものであり、欧州議会及び欧州理事会の2002年7月19日付規則（EC）No.1606/2002及びエンデサに適用される財務報告の枠組みに関するその他の規定に従い、連結財政状態計算書日において欧州連合（EU）が採択している国際財務報告基準（IFRS）及び国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈に従って作成されている。これらは株主総会に提出され、変更なく承認される見込みである。

本連結財務諸表は、2025年12月31日現在のエンデサの資産及び財政状態、同日に終了する事業年度においてエンデサに生じた連結経営成績全般、連結資本の変動及び連結キャッシュ・フローの正確かつ公正な概要を表示している。

本連結財務諸表は、2024年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表に適用されたものと同じ会計方針、表示基準及び測定基準にしたがって作成されている（ただし、エンデサが2025年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表で初めて適用する、欧州連合官報（OJEU）に掲載された新しい国際財務報告基準（IFRS）及び国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）発行の解釈指針は除く（注記4参照））。財務諸表は、国際財務報告基準（IFRS）にしたがって、各項目の測定基準に示されるとおり公正価値で認識される項目を除き、継続企業の前提に基づいて原価法で作成されている。さらに、連結損益計算書の項目は、費用の性質によって分類されている。

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表は、当社及び他のエンデサ子会社の会計記録に基づいて作成されている。

各子会社は、事業を展開している国で適用される会計原則及び基準に従って財務諸表を作成している。したがって、連結プロセスにおいて、これらの原則及び基準を国際財務報告基準（IFRS）及び国際財務報告解釈指針委員会（IFRIC）の解釈と調和させるために、必要な調整と振替が行われた。

注記4には、本連結財務諸表作成日に行われた会計方針の変更について記載されている。

### 2.2. 継続企業原則

2025年12月31日現在、財務及び資金管理方針の結果、エンデサの運転資本はマイナス645百万ユーロとなった。これに関連して、エンデサの翌期の想定流動性ポジションは、当社が保有する長期クレジット・ラインの利用可能額（注記42.4.1参照）と併せて、添付の財政状態計算書に示された金額において、当社が事業を継続し、資産を回収し、負債を決済するために十分な財源を利用できることを保証している。

したがって、エンデサの取締役は、継続企業ベースで連結財務諸表を作成している。

## 注記3.会計方針及び測定基準

### 3.1.主な会計上の見積り

2026年2月20日に開催された取締役会において承認された本連結財務諸表に含まれる情報は、親会社の経営者の責任である。欧州連合（EU）により採択された国際財務報告基準（IFRS）に含まれる原則及び基準が適用されていることが明示されている。

本連結財務諸表を作成するにあたり、エンデサの経営者は、計上される特定の資産、負債、収益、費用及びコミットメントを測定するために、様々な見積り及び専門的判断を用いている。これらの見積りは入手可能な最善の情報に基づいており、定期的に見直している。一般的には、以下の事項に関連するものである：

#### - 気候変動（注記5.1参照）

エンデサは、気候変動に関する事項は、経営者が特定の資産、負債、収益、費用及びコミットメントの算定を行うために使用するメソドロジー及びモデルの適用における黙示的要素であると考えている。

このために、気候変動がより重要な影響を及ぼす可能性のある見積りは、特に、有形・無形資産の耐用年数の決定（注記3.2b、3.2d参照）、エネルギー移行プロセスに関連する義務（影響を受ける従業員に関するもの及び設備の閉鎖・廃止に伴う将来コストの双方）（注記3.2k、38.3参照）、並びに減損損失の可能性の有無を判断するための非金融資産の評価（注記3.2e、21.3、24.3参照）などに関連している。

#### - 非金融資産の減損及び測定

減損損失の発生可能性を判定するための非金融資産の測定（注記3.2e、21.3、24.3参照）。

#### - 有形・無形資産の耐用年数

技術的、規制的、運用的状況を踏まえた有形・無形資産の耐用年数（注記3.2b、3.2d参照）。

#### - 施設の閉鎖及び土地の復旧から生じる義務。

#### - 施設の閉鎖及び土地の復旧に関連する将来費用の見積り（注記3.2b、3.2k、38.3参照）。

#### - エネルギー供給請求書発行待ち。

#### - 顧客へ供給されたエネルギーの計算及び請求書発行待ち（注記3.2o.1、33参照）。

#### - 金融商品

金融商品の公正価値の算定に用いられる仮定（注記3.2g、3.2p、46参照）。

#### - 年金及び類似債務、リストラ計画に係る引当金。

従業員に対する負債及び引当金の数理計算で用いる仮定、並びに余剰人員削減手続及び契約停止に関する合意に關与する従業員の退職日及び退職条件（注記3.2k.1、3.2k.2、38.1、38.2参照）。

従業員に関する負債及び引当金の年金数理計算に用いられる仮定、並びに余剰人員削減計画及び契約停止協定の影響を受ける従業員の退職日及び退職条件（注記3.2k.1、3.2k.2、38.1、38.2参照）。

#### - セクター規制（注記6参照）。

既存又は新規の電力セクターの規制の解釈による影響。この最終的な経済的影響は、調停の管轄権を有する政府機関の裁定によって異なる。本連結財務諸表の承認日現在、一部の裁定はまだ下りていない。

この費用の資金調達メカニズムで定められた「ボノ・ソーシャル」（社会的補填）による電気料金割引分補填の資金調達費用。

非半島領土（NPT）における発電事業に対する追加報酬制度による報酬の発生。

2021年1月1日以降に運営委譲された資産に対する配電事業の発生額、及び配電事業に対するインセンティブ。

2014年6月6日付勅令413/2014（2025年10月15日付勅令917/2025により改正）に基づく、特定の報酬制度及び市場価格乖離の調整計算を伴う再生可能エネルギー発電に係る収益認識（注記10.1、29.1、40参照）。

- 税金及びその他。

不確実な又は偶発的な資産又は負債の発生可能性及び金額（注記3.2k及び38.3参照）。特に、不確実な税務処理に関する不確実性については、不確実性の影響を反映させるため、最頻値法（最も可能性の高い金額法）を適用する（注記3.2n、19、26、41参照）。

繰延税金資産及び税額控除の測定に用いる仮説（注記3.2n、26.1参照）。

これらの見積りは、分析された事実に関して、本連結財務諸表の発行の承認日現在で入手可能な最善の情報に基づいているが、将来の事象により、翌年度以降に見積りの増減が必要となる可能性がある。会計上の見積りの変更は将来に向かって適用され、関連する連結財務諸表において見積りの変更の影響を認識する。

## 3.2.測定基準

添付の連結財務諸表の作成にあたり用いた主な認識及び測定基準は以下のとおりである。

### (a) 連結の原則及び企業結合

#### a.1.連結の原則

##### a.1.1.エンデサ・グループ会社及び出資先

#### 子会社

子会社とは、親会社が直接的又は間接的に支配権を有する事業体である。この支配には、投資先に影響を与える能力、投資先からの変動リターンへのエクスポージャー、又は投資先の重要な活動の管理を可能にする権利の保有が含まれる。この文脈では、投資先の経済的業績に基づいてリターンが変動し、親会社がその変動リターンに影響を及ぼす力を行使できる場合、企業は投資先の変動リターンにさらされると理解される。

支配の存在は、投資先に対する実質的権利の保有から生じる。エンデサの経営者は、これらの実質的権利により、投資先の重要な活動を管理し、そのリターンに影響を与える権限が付与されているかどうかを判断している。支配が存在するかどうかを評価するには、関連する全ての事実及び状況を考慮し、第三者との契約、その他の契約上の合意から生じる権利、実際の議決権及び潜在的議決権などの要因を分析する。これらの目的のため、報告日時点で行使又は転換可能な、エンデサ又は第三者が保有する潜在的議決権を考慮する。

投資先に対する支配力、関与の継続による変動リターンへのエクスポージャー、又は投資先に対する支配力を行使してリターンの額に影響を与える能力に影響を与える事象が発生した場合、当該投資先に対する支配の有無が再評価される。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサは、IFRS第12号「他の企業に対する持分の開示」で定義される、議決権及びその他類似的権利が支配を決定する主な要因とはならないように設計されたストラクチャード・エンティティを保有していない。

子会社は、エンデサが実質的に支配権を取得した取得日から連結される。当該子会社の資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローの全ては、エンデサ内で行われた取引について必要な調整及び消去が行われた後、連結財務諸表に統合される。

報告期間中に取得又は処分された子会社の業績は、該当する場合、取得の効力発生日又は処分の効力発生日まで連結損益計算書に含まれる。

連結子会社間の全ての残高及び取引は、完全連結の一部として連結プロセスで消去されており、比例連結により連結された子会社についても同様に消去されている。

子会社に対する持分を保持したまま支配を失う取引が発生した場合、保持された持分の当初認識は、支配が失われた時点の公正価値で計上される。取引で受領した対価の公正価値、継続保持する持分の公正価値及び旧子会社の非支配持分の帳簿価額と、それまで支配していた当該会社に対する支配の喪失により連結財政状態計算書で認識されなくなった資産及び負債との差額は、連結損益計算書の「その他の収益」に計上される。「その他の包括利益」として認識された金額は、関連する資産又は負債が処分されたものとして会計処理される。

取引の結果、以前持分を保有していた会社に対する支配を獲得する場合（段階的取得）、従前の持分の当初認識は、支配を獲得した時点の公正価値で行われる。この公正価値と以前保有していた投資の帳簿価額との差額は、連結損益計算書の「持分法適用会社の純利益」の項目で認識される。「その他の包括利益」として認識された金額も同様に、関連する資産及び負債が処分されたものとして会計処理される。

支配の獲得又は喪失を伴わない子会社持分の変動は資本取引として計上され、子会社に対する相対的な持分の変動を反映するよう、支配持分及び非支配持分の帳簿価額を調整する。非支配持分の調整額と支払対価又は受取対価の公正価値との間に生じる差額は、親会社の資本として直接認識される。

#### 持分比率が50%を超える比例連結方式を適用している非連結事業体

エンデサは以下に詳細が示されている特定の企業において、50%以上の株式を保有している。ただし、これらの会社は子会社ではなく、2025年度に有効なパートナーシップ契約から生じる権利及び義務に従い、ジョイント・オペレーション、ジョイント・ベンチャー又は関連会社に分類される。分類は以下の基準に基づいている：

- ジョイント・オペレーション：パートナーシップ契約により、エンデサが共同支配権を行使し、資産に対する権利と事業から生じる負債に関する義務を有する投資である。
- ジョイント・ベンチャー：エンデサが共同支配権を行使し、個々の資産に対する直接的な権利や特定の負債に対する特定の義務を負うことなく、企業の純資産に対する権利を有する企業を含む。
- 関連会社：エンデサが支配又は共同支配権を行使することなく、重要な影響力を有する事業体を含む。

共同支配の場合、関連する活動に関する決定は、契約条件に従い、支配を共有する当事者全員一致の同意を必要とする。重要な影響力を有する場合、エンデサは、実際に一方的に指示することなく、投資先の財務及び営業方針に介入する能力を有する（注記27参照）。

会社	2025年12月31日の割合（％）		連結方法
	支配力	経済	
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	85.41	85.41	P.C.
Front Marítim del Besòs, S.L.	61.37	61.37	E.M.(J.V.)
Renovables Brovales 400 kV, S.L.	64.15	32.08	E.M.(A)
Transformadora Almodóvar Renovables, S.L.	60.53	60.53	E.M.(A)
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L.	64.05	32.03	E.M.(A)

P.C.：比例連結、E.M.：持分法、J.V.：ジョイント・ベンチャー、A：関連会社

## 共同支配の取決め (Joint Arrangements)

共同契約とは、2つ以上の当事者に共同支配権を与えるもので、関連する活動に関する決定には、支配権を共有する当事者全員の同意が必要となる。

これらの共同契約は、契約に關与する当事者の権利と義務に応じて、ジョイント・オペレーション又はジョイント・ベンチャーに分類される。

報告日現在、契約上の合意から生じる共同契約の種類を決定するため、経営者は、契約の法的構造及び内容、当事者間で合意された条件、並びにその他の関連する事実及び要因を評価する。共同契約の契約要因に変更が生じた場合、これらの関連する事実及び要因は再評価される。

### ジョイント・オペレーション (共同支配事業)

ジョイント・オペレーションは、エンデサと他の参加者が資産に対する権利と負債に関する義務を有する共同契約が存在する企業とみなされる。

ジョイント・オペレーションとして分類された企業は、エンデサ内で行われた取引について必要な調整及び消去を行った後、エンデサの企業に対する出資比率に基づき、企業の資産、負債、収益、費用及びキャッシュ・フローの比例持分を連結財務諸表に統合している。

### ジョイント・ベンチャー

ジョイント・ベンチャーは、エンデサと他の参加者が純資産に対する権利を有する共同契約がある企業とみなされる。

ジョイント・ベンチャーは、持分法を用いて連結財務諸表に計上される。

持分法では、連結財政状態計算書において、エンデサとの取引の影響を必要に応じて調整し、エンデサの資本に対するエンデサの持分を示す純資産の端数で参加企業を計上する必要がある、さらに企業買収時に支払われたのれんに関連する黙示的利益も計上する必要がある。

その結果金額がマイナスになった場合、エンデサによる財政状態回復のコミットメントがない限り、連結財政状態計算書上、持分はゼロのままとされ、その場合、対応する引当金が設定され、連結財政状態計算書上、「非流動引当金」の項目で認識される。

これらの企業から受領した配当金は、持分の価値を減額して計上され、エンデサがその持分に応じて得た結果は、「持分法適用会社の純利益」として連結損益計算書に組み込まれる。

持分法適用後、企業買収時に支払われたのれんから派生する潜在的利益を含む価値のある持分、又はそのような状況はないが減損の兆候がある持分については、その回収可能価額を評価し、帳簿価額を下回る場合には、関連会社又はジョイント・ベンチャーの回収可能価額と帳簿価額との差額について減損損失を認識する。

回収可能価額の評価にあたっては、投資先に対するエンデサの純持分の処分費用控除後の公正価値と、投資先が生み出すと見積られる割引将来キャッシュ・フローのうち、いずれか大きい方の金額を算出し、その金額から決算日現在の負債を控除し、その金額にエンデサの持分比率を適用している。

法的又は黙示的な義務の結果、持分の価値が減少した後に追加的な損失が発生した場合、これは負債を計上することで認識される。

## 関連会社

関連会社とは、親会社が直接的又は間接的に重要な影響力を行使している企業である。重要な影響力とは、企業に対する支配や共同支配を意味するものではなく、企業の財務及び経営方針の決定に関与するパワーをいう。

重要な影響力の存在を評価する際は、エンデサ又は他の企業が保有する潜在的な議決権も考慮し、決算日時点で行使可能又は転換可能な潜在的議決権を考慮する。

一般的に、エンデサが20%を超える持分を保有する場合には、重要な影響力があると推定される。

エンデサは、関連会社として分類される特定の会社の20%未満の株式を保有している。この分類は、エンデサが出資比率以外のメカニズムを通じて、これらの事業体に対して重要な影響力を有していることを証明できるという事実に基づいている。特にこの影響力は、取締役会への代表者の参加、各社の関連する方針の定義と監督への参加、並びに事業運営に不可欠な技術情報の提供を通じて行使される（注記27.1参照）：

会社	2025年12月31日 現在の割合（%）	
	支配力	経済
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L.	19.23	9.62
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L.	16.00	8.00
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L.	10.36	10.36
Toro Renovables 400 KV, S.L.	8.28	8.28

関連会社は、ジョイント・ベンチャーのセクションに記載されているとおり、持分法を用いて添付の連結財務諸表に計上されている。

### その他の出資先

子会社、ジョイント・オペレーション、ジョイント・ベンチャー、又は関連会社として適格でないエンデサが持分を有する企業の経済的数値は、連結財務諸表で要求される公正な表示に関して重要性がないとみなされる。

本連結財務諸表の別紙Iには、2025年12月31日及び2024年12月31日現在のエンデサの子会社、ジョイント・オペレーション、ジョイント・ベンチャー及び関連会社が記載されている。

#### a.1.2.会計方針の統一化

連結財務諸表の作成に使用された子会社、ジョイント・オペレーション、ジョイント・ベンチャー及び関連会社の財務諸表は2025年12月31日現在のものであり、エンデサの会計方針にしたがって作成されている。これらの企業が異なる会計方針を使用している場合は、エンデサが採用している会計方針に統一される。

#### a.1.3.外国企業の財務諸表の換算

ユーロ以外の機能通貨を有する外国企業の財務諸表の換算は、以下のように行われる：

主な数値	為替レート
資産及び負債	・ 連結財務諸表の決算日の為替レート。
純損益計算書の項目	・ 年平均為替レート。
株主持分	・ 取得日における過去の為替レート、又は ・ 利益剰余金及び拠出金の場合、発生年度の平均為替レート（該当する場合）。

財務諸表の換算から生じる為替換算差額は、税効果控除後の金額で連結その他の包括利益計算書の「換算差額」に計上される。

## a.2.企業結合

取得日において、事業を構成する子会社の資産、負債及び偶発債務は、基準で定められた測定原則にしたがって測定される特定の資産及び負債を除き、公正価値で計上される。この公正価値が暫定的に決定された場合、企業結合の価値はその暫定的価値で認識される。企業結合後12カ月を超えない範囲での評価プロセスの完了による調整は、該当する場合、対応する比較数値の再表示とともに行われる。子会社の取得費用と、親会社の持分に対応する偶発債務を含む資産及び負債の公正価値との間に正の差額がある場合、この差額はのれんとして計上される。この差額が負の場合、取得した資産及び負債（純額）の公正価値が見直された後、連結損益計算書に利益として計上される。買収に関連する費用は、発生した費用として認識される。

企業結合から発生する偶発対価は、取得日における公正価値で認識される。偶発対価から生じる支払債務は、IAS第32号「金融商品：表示」に記載されている負債及び資本の定義に従って、連結財政状態計算書の負債又は資本に認識される。以前に移転された対価の返還から生じる偶発対価に関連する請求権は、連結財政状態計算書において資産として認識される。

取得した純資産の公正価値及び完全統合による連結子会社の業績に対する非支配持分の価値は、それぞれ連結財政状態計算書の「資本：非支配持分」、及び連結その他の包括利益計算書の「非支配持分」に表示されている。

取得日において、子会社から取得した資産及び負債が事業を構成していない場合、エンデサは、取得した識別可能な資産及び負債を個別に識別・認識し、取得日における相対的な公正価値に基づき、個別に識別可能な資産及び負債に原価を配分する。この取引からはのれんは発生しない。

## (b) 有形固定資産

### b.1.取得費用

有形固定資産は取得原価で測定され、対応する減価償却累計額及び発生した減損損失を控除して計上される。各項目の取得のために支払った金額に加え、該当する場合は以下の項目も含まれる：

- 建設期間中に発生した支払利息のうち、適格資産の取得、建設、生産に直接起因するもの。適格資産とは、発電施設や配電施設など、使用可能な状態になるまで相当な期間を要する資産をいう。使用される金利は特定の資金調達に対応する金利あり、資金調達を行っていない場合は、投資を行う企業の平均的な資金調達金利である。2025年の平均金利は3.3%（2024年は3.6%）であった（注記42.3参照）。この項目で資産計上された金額は、2025年に10百万ユーロ（2024年は11百万ユーロ）に達した（注記17.1参照）。
- 進行中の工事に直接関連する人件費は、資産計上される。この項目で資産計上された金額は、連結損益計算書の「人件費」の項目で費用として計上され、「自己建設資産」の項目で資産として計上される。この項目で資産計上された金額は、2025年に144百万ユーロに達した（2024年は129百万ユーロ）。
- 施設の閉鎖に関連するエンデサの将来費用は、対応する引当金を含めて現在価値で資産価値に組み入れられる。エンデサは、これらの将来費用の見積りを每期見直し、その結果に基づいて資産価値を増減している。原子力発電所については、この引当金には、国営企業である Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. S.M.E.,（Enresa）がこれらの発電所の廃炉に伴う責任を取るまでに支払わなければならない見積金額が含まれている（注記38.3）。

2003年12月31日以前に取得された資産には、該当する場合、その日までに計上されたインフレに対する有形固定資産の価値の調整を行うために認められた資産の再評価が含まれる。

建設仮勘定は、試験期間が終了し、使用可能となった時点で有形固定資産に振り替えられ、減価償却が開始される。

生産性、生産能力、効率性の向上、又は資産の耐用年数の延長をもたらす拡張、近代化、改良のための費用は、それぞれの資産の増加費用として資産化される。

資産の耐用年数又は経済的能力を延長するような完全な品目の交換又は更新は、有形固定資産の価値の向上として計上され、交換又は更新された品目はそれに応じて勘定科目から消去される。

定期的な保守・保全・修繕費用は、発生した期の費用として連結損益計算書に計上される（注記14参照）。

エンデサが他の所有者と所有権を共有している未分割資産（財の共有）は、当該資産に対応する比例部分で計上される（注記21.4参照）。

環境への影響を最小限に抑え、環境を保護することを目的とし、その活動において永続的に使用されることを目的としてエンデサの保有資産に組み入れられた資産については、その性質に応じて有形固定資産及び無形資産に対応する項目に計上され、購入価格又は製造原価で評価され、耐用年数にわたって定額法で償却される。

環境費用とは、当社の事業の環境への影響を最小化するために当社によって負担した費用のことである。

前述の活動に関連する環境費用、罰金、違約金、環境破壊による第三者への損害賠償など、エンデサの通常業務外の事象から発生し、頻繁には発生しないと予想される環境費用は営業費用とみなされ、その性質に応じて連結損益計算書に計上される。

親会社の取締役は、注記3.2eに記載した減損テストの結果に基づき、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）、並びに当該注記に記載されている一部の再生可能発電所及び配電資産を除き、資産の帳簿価額は回収可能価額を上回っていないと考えている（注記3.2e.4及び21.3参照）。

## b.2.減価償却費

有形固定資産（該当する場合、残存価額控除後）は、使用可能な状態になった時点から減価償却を開始し、様々な構成要素の取得原価を、企業が使用すると予想される期間を構成する見積耐用年数にわたって直線的に配分する。耐用年数については、変更された可能性がある場合に見直され、必要に応じて将来に向かって調整される。

2025年及び2024年中の資産の減価償却には、以下の耐用年数が用いられている：

	見積耐用年数	
	2025年	2024年
<b>発電設備：</b>		
水力発電所		
土木工事	100	100
電気機械設備	50	50
石炭発電所	25-48	25-48
原子力発電所	44-50	44-50
複合サイクル発電所	40	40
再生可能エネルギー		
太陽光発電	30	30
風力発電	30	30
<b>送電設備：</b>		
低中電圧網	40	40
計測・遠隔制御機器	6-15	6-15
その他の設備	25	25

土地は耐用年数が無限であるため、減価償却は行わない。

1985年8月2日法律29/1985（1999年12月13日法律46/1999により一部改正）に基づき、スペインの全ての水力発電所は暫定的な行政委譲制度の対象となっている。これらの行政委譲の条件によると、定められた期間が満了すると、上記の施設は良好な稼働状態で国の所有に戻り、返還期間は2025年から2078年の間に設定されている（注記38.3参照）。これらの施設は、委譲期間又は経済的耐用年数のいずれか短い方の期間にわたって減価償却される。

エンデサは、これらの委譲の具体的な状況の評価した結果、いずれのケースにおいても、IFRIC第12号「サービス委譲契約」を適用するための決定要因は存在しないと結論付けた。

### b.3.その他の事項

有形固定資産は、他の方法による売却又は処分、或いはその使用、売却又は処分による将来の経済的便益の取得が見込まれない場合に、認識を中止する。

有形固定資産の売却又は処分から生じる純損益は、当年度の連結損益計算書の「その他の純損益」セクションにおいて認識され、売却価額と資産の正味帳簿価額との差額として計算される。

### (c) のれん

のれんは、個別に識別又は認識されていない企業結合におけるその他の取得資産から生じる将来の経済的便益を表す（注記3.2a参照）。

のれんは償却されず、代わりに資金生成単位（CGU）又はそのグループごとに配分される。各年度末に、回収可能価額が正味帳簿価額を下回るような減損が発生しているかどうかの評価を行い、必要に応じて適切な評価減を行う。

親会社の取締役は、注記3.2eで説明した減損テストの結果に基づき、資産の帳簿価額が回収可能価額を上回っていないと判断している。

### (d) 無形資産

無形資産は、取得原価又は製造原価で当初認識され、対応する減価償却累計額・償却累計額及び発生した減損損失控除後の取得原価で事後測定される。無形資産は、使用可能な状態になった時点から耐用年数にわたって定額法で償却されるが、耐用年数が確定できないものは償却されない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、耐用年数を確定できない無形資産はない。

無形資産は、他の手段で売却又は処分された場合、或いはその使用、売却又は処分から将来の経済的便益が得られないと見込まれる場合、認識を中止する。

資産の売却又は処分から生じる純損益は、当年度の連結損益計算書の「その他の純損益」セクションに認識される。これらは売却価額と資産の正味帳簿価額との差額として計算される。

これらの資産の減損損失の認識基準、及び該当する場合には過年度に認識された減損損失の戻入については、注記3.2eで説明している。

#### d.1.委譲契約

IFRIC第12号の適用を受けない委譲契約「サービス委譲契約」は、一般的な基準を用いて認識される。エンデサが資産を有形固定資産として認識する範囲（注記3.2b参照）では、経済的耐用年数又は委譲期間のいずれか短い方の期間にわたって減価償却を行う。エンデサが引き受けた投資、改良、交換義務は、将来のキャッシュ・インフローを得るために必要な将来のキャッシュ・アウトフローを契約上の義務として、有形固定資産の減損の計算に考慮される。エンデサが有償で資産をリースしている場合、注記3.2fに定める基準が適用される。

#### d.2.研究開発費

エンデサは、技術的実現可能性及び経済的収益性が合理的に保証される場合に限り、開発段階にあるプロジェクトの費用を無形資産として連結財政状態計算書で認識する方針にしたがっている。

開発費は、一般的には5年と見積られる体系的な計画に基づいて、その耐用年数にわたって償却される。

研究費は連結損益計算書に費用として認識される。連結損益計算書に計上された当該費用の額は、2025年度は21百万ユーロ（2024年度は24百万ユーロ）であり、これら全てについて、スペインの国家認定機関（National Accreditation Entity in Spain (ENAC)）の認定を受けた機関に認証を申請又は取得しているほか、科学・イノベーション省から拘束力のある動機付け報告書（IMV）を取得している。

### d.3. その他の無形資産

#### 当初認識されるソフトウェアプログラム

- 取得原価又は製造原価で測定され、対応する減価償却・償却累計額及び発生した減損損失控除後の取得原価で事後測定される。これらは耐用年数にわたって償却され、耐用年数は一般的には5年と見積られる。2025年及び2024年中に、それぞれ31百万ユーロ及び42百万ユーロの人件費が資産計上された。
- 2012年度及び2015年度にそれぞれ実施されたGEM Suministro Gas 3, S.L.U.及びMadrileña Suministro de Gas, S.L.U.の合併事業の結果、企業結合により取得した顧客ポートフォリオは、取得日の公正価値で当初認識されている。それらはその後、対応する減価償却累計額及び発生した減損損失控除後の取得原価で測定される。これらのポートフォリオの償却方法は耐用年数にわたる定率法で、2025年12月31日現在、これらのポートフォリオの予想される漸減に基づき、15年から25年の間で償却される。

### d.4. 顧客との契約の獲得による増分費用

契約を獲得するための増分費用とは、顧客との契約を獲得するために発生した費用のうち、当該契約を獲得しなければ発生しなかった費用である。

エンデサは、顧客との契約を獲得するための増分費用を、特定の契約又は費用が回収されると見込まれる具体的に識別可能な将来の契約に直接関連している場合に限り、無形資産として認識している。

この資産は、当該費用に関連する顧客契約の予想平均存続期間（2025年12月31日現在、2年から15年）に基づいて体系的に償却される。

契約が獲得されたか否かにかかわらず、エンデサが契約を獲得するために発生すると思われる費用は、発生時に連結損益計算書で費用として認識される。

### (e) 非金融資産の価値減損

年間を通じて、またいずれの場合も期末において、資産の減損の兆候があるかどうかの判定が行われる。そのような兆候がある場合、その資産の回収可能価額の見積りを行い、必要であれば減損の金額を決定する。独立したキャッシュ・フローを生み出さない識別可能な資産については、その資産が属する資金生成単位（CGU）の回収可能性の見積りを行う。CGUとは、独立したキャッシュ・インフローを生み出す識別可能な最小の資産グループをいう。

のれん又は耐用年数が確定できない無形資産が配分された資金生成単位（CGU）の場合、その回収可能性の評価は、各年度末に体系的に実施される。

資金生成単位（CGU）の回収可能価額が関連資産の帳簿価額を下回る場合、その差額について対応する減損損失が認識され、連結損益計算書の「非金融資産の減価償却費、償却費及び減損損失」の項目に計上される。この減損損失は、まずのれんに割り当てられた帳簿価額に配分され、次に資金生成単位（CGU）のその他の資産に、各資産の帳簿価額に応じて、売却費用控除後の公正価値、使用価値、ゼロのいずれか高い方に限定して比例配分される。

過年度に認識された減損損失は、回収可能価額に関する見積りが変更された場合に戻し入れられ、減損が認識されなかった場合の帳簿価額まで連結損益計算書の貸方として資産価値を増加させる。のれんの場合、認識された減損損失の戻し入れは行われない。

### e.1.資金生成単位 (CGUs)

エンデサは、同一の相互接続システムに属する発電事業の資産と共同報酬を受け取る配電事業の資産は、資金生成単位 (CGU) を構成すると考えている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、最も重要な資金生成単位 (CGU) は以下のとおりである：

ビジネス	資金生成単位 (CGUs)	詳細	主な特徴
発電	イベリア半島における発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭発電所を除くイベリア半島の全ての発電資産の管理は、発電と供給による統合マージンを最大化することを最終目標とし、統合ポートフォリオ・アプローチの下で行われている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全ての資産は、技術の種類 (複合サイクル、燃料、原子力、水力発電を含む再生可能エネルギー) に関係なく、プラントの稼働率、天候、需要、システムの技術的制約に対処する必要性などに基づいて一括管理される。</li> <li>このような発電ポートフォリオの一括管理と多様化により、エンデサは、単一の代表者と決済主体によって調整された様々な市場での要請を通じて、需要ニーズにダイナミックかつ柔軟に対応し、供給の安定性を確保することができる。</li> <li>運転に関する意思決定は、発電設備全体の設備容量に基づいて行われ、電力購入と販売の最適化を目的とした統合マージン管理に重点を置いている。</li> </ul>
	バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの各非半島領土 (NPT) における発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>これらの地理的地域はそれぞれ資金生成単位 (CGU) を形成している。これは、孤立した地域又は繋がりが薄い地域であるそれぞれの地域内で資産の共同管理が行われており、それぞれの地理的地域の特殊性を補う規定報酬が存在し、各自治体又は都市のレベルで活動組織に関する差別化された基準が存在するためである。</li> </ul>	
配電	配電	<ul style="list-style-type: none"> <li>スペインの配電網資産は、単一の資金生成単位 (CGU) を構成している。この配電網は、開発、運営、保守が一括して管理される、相互に関連し相互依存する一連の資産で構成されているためである。</li> </ul>	

### e.2.回収可能価額の算定

回収可能価額とは、処分費用控除後の公正価値と使用価値のいずれか高い方の金額をいう。後者は、通常の事業過程における使用、及び該当する場合には売却その他の処分から予想される見積将来キャッシュ・フローの現在価値である。

エンデサは、使用価値の見積りを行うため、入手可能な最新の予算に基づき、税引前将来キャッシュ・フロー予測を作成する。これらの予算には、セクター予測、過去の経験、及び将来の予測を用いて、資金生成単位 (CGU) の収益及び費用に関するエンデサの経営者による最善の見積りが組み込まれている。

これらの予測は、今後3年間を対象としている。ただし、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの各非半島領土 (NPT) における資金生成単位 (CGU) は例外で、予測は今後5年間に及ぶ。将来キャッシュ・フローは、該当する場合には残存価額を考慮し、いかなる場合にも当該セクターの成長率を超えない合理的な増加成長率を適用して、資産の耐用年数終了まで見積りを行う。

これらのキャッシュ・フローは、事業の資本コスト及び事業が展開される地理的地域を反映した税引前割引率で現在価値に割り引かれる。この利率を計算する際は、現在の貨幣コストと、アナリストがその事業と地域について一般的に使用するリスク・プレミアムを考慮する。

### e.3.使用価値の決定で用いられる主な仮定

エンデサが使用価値の算定に使用する市場変数を決定するために使用するモデルは、最も可能性が高いと考えられるシナリオの下で行う。いずれの場合においても、エンデサは、使用価値を決定する際に使用した主な仮定の変遷を監視し、前年度末以降に減損損失を計上した資産があるかどうかを年度を通じて評価する。

## 割引率

2025年及び2024年の年度において、主な資金生成単位（CGU）に適用される税引前割引率は以下の範囲内である：

%	通貨	2025年12月31日 <sup>(1)</sup>		2024年12月31日 <sup>(1)</sup>		
		最低 (%)	最高 (%)	最低 (%)	最高	
	イベリア半島における発電	ユーロ	6.7	8.2	6.7	9.6
	非半島領土（NPT）における発電					
	バレアレス	ユーロ	7.7	7.7	6.9	8.0
	カナリア	ユーロ	-	-	6.9	6.9
	セウタ	ユーロ	-	-	7.9	7.9
	メリリヤ	ユーロ	6.8	6.8	7.6	7.6
	配電	ユーロ	4.9	6.8	5.3	7.2

(1) 当社は、税引前キャッシュ・フローに適用した場合、税引後キャッシュ・フロー及び割引率から得られる現在価値と同一の現在価値を再現する税引前割引率を決定するため、反復プロセスを適用している。数理的に明確な解が得られない場合、潜在的に不正確であったり、誤解を招きかねない情報を提供することを避けるため、割引率は表示していない。

2025年の割引率を構成するパラメータを分析すると、リスク・フリー・レートは2024年度の3.01%から2025年度の3.20%へとわずかに上昇していること、また、類似の事業活動を行う企業について考慮されたアンレバレッジド・ベータに基づくビジネス・リスク・プレミアムは、自由化事業と規制事業の両方でわずかに低下していることに留意すべきである。

## 成長率

2025年度及び2024年度の予測を外挿するために使用した平均成長率（成長率g）は以下のとおりである：

%		2025年	2024年
	イベリア半島における発電	0.0 - 2.2	0.0 - 4.3
	非半島領土（NPT）における発電 <sup>(1)</sup>		
	バレアレス	0.0	0.0
	カナリア	0.0	0.0
	セウタ	0.0	0.0
	メリリヤ	0.0	0.0
	配電	2.0	1.8

(1) バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの非半島領土（NPT）における発電の資金生成単位（CGU）においては、規制された発電事業からのキャッシュ・フローの継続性が見込まれるため、成長率は適用していない。

これらの成長率は、同セクター及びエンデサが事業を展開する市場の長期平均成長率を上回っておらず、スペインの長期インフレ率に沿ったもので、市場のコンセンサス予想に沿ったものである。

## 主な仮定

これらの仮定に基づき、検討された主な前提に価値を割り当てるために使用されたアプローチは、以下の項目及び/又はパラメータを考慮した：

項目及び/又はパラメータ	詳細
電力・ガスの需要動向	・ 見積成長率は、国内総生産（GDP）の成長見通し、及びエンデサが電力及びガス市場における消費の動向を基に使用したその他の仮定に基づいて算出されている。
規制措置	・ エンデサの事業の重要な部分は規制対象であり、広範囲にわたる複雑な規制の適用を受けるが、これらの規制は新たな法律の導入又は現行の法律の改正によって変更される可能性があるため、見通しには、現行規制及び見直し期間中に施行されることが予想されるその他の策定中の法律の適切な適用を考慮に含めている。
平均降雨量と風力	・ 見通しは、一連の過去の気象条件を考慮した年間の平均気象条件を基礎にして作成される。ただし、予測の初年度は、前年の降雨量と風力の利用可能性の実績を使用し、それに応じて平均年を調整した。
設備容量	・ 発電業務は、設備能力を適切な運転状況に維持するために必要な投資を考慮に入れ、配電業務は、配電網の保守、改善及び強化への投資並びに遠隔検針計画の実施のために必要な投資を考慮に入れ、そして給電業務は、その他の商品及びサービスを開発するために必要な投資を考慮に入れる。
生成構成	・ 生成構成の決定は、価格及びエネルギー商品（例えば、ブレント原油、天然ガス又は石炭など）の価格や入手可能性、需要予測、建設又は各種の技術による新規発電能力の試運転の計画等の要因を考慮に入れた、特別に開発された社内複合予測モデルを用いて決定される。当該モデルは、生産基盤の入手可能性、燃料の入手可能性及び新しい発電所の操業開始などの変数の変化を織り込み、常に変更されている。当該モデルは、システム内の価格や製造原価の見積りにシグナルを提供し、発電施設の出力予測に基づいている。
電力販売及び購入の価格に関する仮定	・ 電力の販売及び購入の価格に関する仮定は、特別に開発された社内予測モデルの複合に基づいて作成されている。プール価格は、異なる発電技術による発電コストや発電量、電力需要、コモディティ市況及びその他の市場やマクロ経済変数等の多くの決定要因の期待傾向及び動向に関する様々なシナリオを踏まえて見積られ、これらのモデルの結果として、最も可能性の高いシナリオが考慮される。このため、電力プール価格の変動は主にイベリア半島の発電の資金生成単位（CGU）に影響を与える。
電力及びガスの供給価格	・ 電力及びガスの供給価格は、販売契約で定められた価格及び先物エネルギー価格に基づいて算定される。
燃料費の見積り	・ 燃料費は、現行の供給契約を考慮に入れて見積られ、先渡市場及び入手可能なアナリストの予測に基づき、石油、ガス及び石炭価格に関する長期予測が行われる。
固定費	・ 固定費は、人件費の趨勢に関して予想される各社の事業水準、及びその他の事業維持費、インフレ予測、長期保守契約及びその他の種類の契約を考慮して予測される。
使用権	・ 使用権を組み込んだ資金生成単位（CGU）の使用価値を決定するにあたり、リース負債に含まれる固定費は除外されている。
マクロ経済の仮定	・ 価格趨勢、需要における国内総生産（GDP）成長率の変動、インフレ、金利や為替レートの変動などの、マクロ経済の前提指標を比較するために、外部の情報源（例えば、アナリスト、国内外の公的機関等）が常に利用される。
気候変動	・ エネルギー移行シナリオ及び気候変動の影響は評価モデルで用いた（注記5.1参照）。

2025年12月31日現在（戦略計画2026-2028年）における非金融資産の減損テストにおける使用価値の決定に用いた主な仮定は以下のとおりである：

	2026年	2027年	2028年
ブレント原油価格（米ドル/bbl）	68	71	73
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）（ユーロ/トン）	82	88	96
TTFガス価格（ユーロ/MWh（€/MWh））	36	32	29
PVBガス価格（ユーロ/MWh（€/MWh））	35	31	28
イベリア半島の電力需要（TWh）	253	258	264
消費者物価指数（平均）（CPI）（%）	1.9	2.0	2.0
スペイン国内総生産（GDP）成長率（%）	1.9	1.7	1.5
日次電力市場の平均算術価格（ユーロ/MWh）	61	58	58

#### e.4.減損テスト

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサは資金生成単位（CGU）の減損テストを実施したが、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの非半島領土（TNP）のCGUを除き、減損損失又は戻入は認識されなかった。

- バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの各非半島領土（NPT）の資金生成単位（CGU）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの非半島領土（TNP）の資産の正味帳簿価額を回収可能価額に調整するため、以下の金額を計上している：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
バレアレス諸島		17	2
カナリア諸島		(29)	8
セウタ		1	1
メリリヤ		1	(2)
合計	9.2、16.1、21.3	(10)	9

2025年及び2024年に認識された減損の金額は、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤの非半島領土（TNP）の資産の使用価値を決定する際に用いた主な仮定を更新した結果である。2025年には、非半島領土（TNP）における新規設備容量の手続に関する決議（注記6参照）に従い、資産の耐用年数を延長することを目的とした投資も、これらの仮定の修正に組み込まれている。

さらに、2025年及び2024年に特定の資産に関して減損損失が認識された。主な減損引当金及び戻入の原因となった事象は以下のとおりである：

- 再生可能エネルギー発電所

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、発電所の操業に必要な許認可が得られなかったこと、及び当社の選択的投資方針に沿って特定のプロジェクトの投資収益性を見込みを修正したことなどの結果として、それぞれ純額で総額150百万ユーロ及び124百万ユーロの減損損失が認識されている。

- 配電事業

2025年12月31日現在、主に高圧ネットワーク開発への投資計画に対応する様々なプロジェクトについて、技術的・管理的な問題によりこれらのプロジェクトを継続し、妥当な収益を得ることが不可能となったため、45百万ユーロの減損損失が計上されている。

- Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）の減損戻入がそれぞれ1百万ユーロ及び2百万ユーロ計上されているが、これは最長で2057年まで存続する可能性のあるターミナル委譲契約の延長要請の結果である（注記16.1、21.3参照）。

## e.5.感応度分析

2025年12月31日現在、エンデサは、資金生成単位（CGU）別に以下の詳細に従い、その他の変数を一定に保ちながら主な仮定を合理的に変化させた場合の回収可能価額への影響を通じて、記載した減損テストの結果について感応度分析を実施した：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日					
	イベリア半島における発電		非半島領土（NPT）における発電		配電	
	増加	減少	増加	減少	増加	減少
割引率50ベース・ポイント上昇	(3,475)	-	(11)	-	(2,521)	-
割引率100ベース・ポイント上昇	(6,723)	-	(21)	-	(4,325)	-
成長率50ベース・ポイント低下	-	(3,396)	-	(1)	-	(2,413)
電力「プール」価格5%低下	-	(1,098)	-	N/A	-	N/A
事業費及び保守費5%上昇	(513)	-	(70)	-	(589)	-
保守投資5%上昇	(697)	-	(18)	-	(880)	-
電力需要1%低下	-	(1,873)	-	(7)	-	N/A
ブレント価格5%低下（米ドル/bbl）	-	(1)	-	N/A	-	N/A
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）価格5%低下	-	(355)	-	N/A	-	N/A
TTFガス価格5%低下（ユーロ/MWh）	-	(948)	-	N/A	-	N/A
消費者物価指数（CPI）1%上昇/低下（平均）（%）	(518)	(83)	-	N/A	(713)	-
スペイン国内総生産（GDP）成長率1%上昇（%）	-	(1,547)	-	(6)	-	N/A

2025年12月31日現在、この感応度分析の結果、他の変数を据え置いたまま、検討された範囲内で用いられた主な仮定を不利に変更しても、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの非半島領土（NPT）における発電の資金生成単位（CGU）の資産、並びに帳簿価額が使用価値に調整されたLos Barrios港ターミナル（Cádiz）の資産を除き、資産の減損は生じないと結論づけられた。

## f) リース

契約が対価と引き換えに一定期間にわたって特定の資産の使用を支配する権利を移転する場合、当該契約は、リースを含んでいる。エンデサは、契約の開始時に、当該契約がリースであるか、リースを含むかを評価し、リースを構成しない他の構成要素と区別して会計処理するための様々な構成要素が含まれているかどうかを分析する。

## f.1.借手

エンデサは、契約にリース構成要素と1つ以上の追加構成要素が含まれる場合、リース構成要素の相対的な単体価格と非リース構成要素の単体価格の合計に基づいて、契約の対価を各リース構成要素に配分する。

エンデサが借手となるリースは、契約開始時に、リース資産を使用する権利を表す使用権資産と、リース期間にわたるリース料支払債務の現在価値を表す負債を連結財政状態計算書に計上することにより認識される。

使用権資産は取得原価で当初測定され、その取得原価は、リース負債の当初測定額、リース開始日以前に支払われたリース料、受取リース料から受取リース奨励金を控除した金額、さらに、当初発生した直接費用、原資産の解体・撤去、原資産の所在場所の回復、又は原資産を契約上要求される状態に戻すために発生する費用の見積額が含まれる。

エンデサは、リース期間を決定するために、契約の解約不能期間を考慮するが、エンデサが延長又は途中解約を行う一方的オプションを有する契約については、この限りでなく、その場合においては、当該オプションを行使することが合理的に確実であれば、延長又は途中解約の期間を用いる。この点に関して、エンデサは予算策定プロセスにおいて期間見直しを考慮している。

当初の認識後、エンデサは、使用権資産を償却累計額及び減損損失控除後の原価で評価し、関連するリース負債の評価額変動分を調整する。使用権は、リース終了時に借手が資産の所有権を取得することが合理的に確実な場合、他の類似の減価償却資産と同じ条件で償却される。そのような確証がない場合、資産はその資産の見積耐用年数とリース期間のどちらか短い期間にわたり減価償却される。

リース負債の当初価値は、リース開始日に、その日に支払われていないリースに基づく将来の支払額を、通常は契約上の黙示的金利で割り引いた金額として計算される。リースの黙示的金利が入手できない場合、エンデサは、契約期間と原資産の種類を考慮して、借入の増分金利を使用する。これらの支払額には、固定支払額又は実質的に固定支払額からエンデサが受け取るリース奨励金を差し引いた金額、指数又は利率に依存する変動支払額、原資産の残存価値に関連する保証のためにエンデサが支払うと予想される金額、エンデサが購入オプションを行使することが合理的に確実である場合の購入オプションの行使価格、及びリース期間にエンデサによる早期解約オプションの行使が反映されている場合のリース解約の違約金が含まれる。

その後、リース負債の利息を反映させるためにリース負債が増加し、支払リース料によって減少する。最低リース料は、金融費用と債務削減費用に分けられる。金融費用は費用として認識され、未払債務残高に適用される金利が毎年一定になるように、リース期間にわたり収益に配分される。

リース負債の再評価は、リース期間の変更や将来の支払額の変更など、支払額に一定の変動が生じた場合に行わなければならない。このような場合、リース負債の再評価額は、通常は使用権資産の調整として認識される。

変動リース料及び発生する可能性がある偶発的支払いは、連結損益計算書に費用として計上される。

短期リース及び原資産の価値が低い（5,000米ドル未満）リースの場合、発生した金額をリース期間にわたって定額法により費用として認識することを選択している。

## f.2. リース

リースの構成要素と、リース又はリース以外の構成要素である1つ以上の追加的な構成要素を含む契約について、顧客との契約から生じる経常収益と同じ方法で契約の対価を配分する（注記3.2o.1参照）。

エンデサが原資産の所有に固有のリスクと便益の実質的に全てを移転するリースは、ファイナンス・リースに分類される。その他の全てのリースは、オペレーティング・リースに分類される。

ファイナンス・リースは、契約当初に、最低受取リース料の現在価値と資産の残存価値を、契約上の黙示的金利で割り引いた金融資産として計上することにより認識される。これらの支払額には、固定支払額又は実質的に固定支払額から支払われるリース奨励金を控除した金額、指数又は金利に依存する変動支払額、借手が貸手に提供する原資産の残存価値の保証、借手が購入オプションを行使することが合理的に確実である場合の購入オプションの行使価格、借手が早期解約オプションを行使することがリース期間に反映される場合のリース終了に伴う違約金などが含まれる。未経過利息に対応する計上された金融資産と受取金額との差額は、実効金利法に従い、利息が発生する年度の連結損益計算書に計上される。

オペレーティング・リースでは、リース料を定額法により収益として認識している。さらに、減価償却費を含め、リース収入を得るために発生した費用を費用として計上する。

## f.3. セール・アンド・リースバック取引

顧客との契約から生じる収益の認識に従い、履行義務の充足時期を決定するための要件を適用し、資産の移転が当該資産の売却として認識されるべきかどうかを確定する（注記3.2o.1参照）。

売却の認識基準を満たす場合、借手（売手）であるエンデサは、リースバックから生じる使用権資産を、エンデサが採用した使用権に関連する資産の従前の帳簿価額の割合として測定し、買手に移転した権利に関連する利得又は損失の金額のみを認識する。

売却の認識要件を満たさない場合には、エンデサは借手（売手）として、資産の計上を継続し、受領した対価について金融負債を認識する（注記3.2g.4参照）。

## (g) 金融商品

金融商品とは、一方の企業の金融資産と他方の企業の金融負債又は資本性金融商品を同時に生じさせる契約をいう。

### g.1. デリバティブを除く金融資産の分類及び評価

評価目的において、エンデサは、当初認識日における金融資産を、ビジネス・モデル及び契約上のキャッシュ・フローの特性に関連して、永続的か一時的かを問わず、以下に分類している。

- 償却原価で計上される金融資産：契約上のキャッシュ・フローを受け取るために金融資産を保有することを意図したビジネス・モデルの下で金融資産が管理され、その契約条件が、特定の期日に、元本及び未払い元本に対する利息の支払いだけのキャッシュ・フローを生じさせるものである場合は、償却原価で計上される。

当初認識時の償却原価は、当初の公正価値から元本返済額を差し引き、実効金利法を用いて計算した未回収の経過利息を加えたものである。

実効金利法とは、金融資産又は金融負債（或いは金融資産又は金融負債のグループ）の償却原価を計算し、利息収益又は利息費用を該当期間にわたって配分する方法である。実効金利とは、金融商品の予想残存期間（又は、適切な場合には、より短い期間）にわたって受取又は支払われる見積キャッシュ・フローを、金融資産又は金融負債の正味帳簿価額に正確に一致させる割引率である。

- その他の包括利益計算書を通じて公正価値で測定する金融資産：契約上のキャッシュ・フローを獲得し、金融資産を売却することを意図したビジネス・モデルのもとで管理され、契約条件により特定の日に元本及び未払い元本に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが生じる場合、公正価値で当初認識される。公正価値による当初認識には、取得に直接帰属する取引費用が含まれる。翌期以降、これらの資産は公正価値で評価され、その純損益はその他の包括利益計算書で認識されるが、未払利息は純損益計算書に計上される。その他の包括利益計算書で認識された金額は、当初認識時にこの分類に配分された資本性金融商品を除き、金融資産が上場廃止された時点で純損益計算書に計上される。
- 純損益を通じて公正価値で測定する金融資産（強制となる）には、短期的な現金化を目的として組成又は取得されたもの、或いは特定された金融商品のポートフォリオに含まれ、共に管理され、短期的な利益を得るための行動の証拠があるもの、或いは金融保証契約の定義を満たさず、会計上ヘッジ手段として指定されていないデリバティブである、トレーディング目的で保有される金融資産が含まれる。これらは当初、公正価値に取引に直接帰属する取引費用を加えた金額で計上される。翌期以降、これらの資産は公正価値で測定され、その純損益は連結損益計算書に計上される。

エンデサは、資本性金融商品を当該分類に指定した。

金融資産の購入及び売却は、取引日を用いて会計処理される。

金融資産の減損基準は注記3.2g.3に記載されている。

## g.2.現金及び現金同等物

手許現金、要求払預金及びその他の流動性の高い短期投資で、容易に現金化でき、かつ価値の変動リスクがない契約上の満期があるものは、連結財政状態計算書においてこの項目に計上される。

当座借越は、連結財政状態計算書において銀行借入金として認識されている。

第三者との契約から生じる使用制限のある要求払預金は、その保有金額の使用に関する契約上の制限が預金の性質を変えず、エンデサがこれらの金額にアクセスできる限り、「現金及び現金同等物」とみなされる。

## g.3.金融資産の減損

エンデサは、金融資産の減損を認識する必要性を判断するために、以下の手順にしたがって予想信用損失法を適用している：

- 「償却原価で測定する金融資産」の分類に含まれる、商業目的を有する金融資産、リース債権及び顧客との契約から生じる契約資産の場合、金融資産の全期間にわたる予想信用損失は、顧客の種類及び市場ごとにグループ化され、一括して決定される。

債務不履行率は、過去36カ月間の過去の債務不履行経験に基づき、債権が回収又は認識の中止に至るまで以下のシナリオに移行する可能性を考慮し、満期、顧客の種類、市場ごとにグループ化された特定グループごとに個別に算出される。

- その他の金融資産については、以下の点を考慮する：

取引相手が個別に特定されている金融資産については、債務不履行の可能性と債務不履行が発生した場合の損失の両方について個別の評価が行われる。予想損失は、債務不履行が発生した場合の正味エクスポージャーに両要素を乗じて算出される。

大量かつ類似の性質を持つ資産は性質ごとにグループ化され、グループ全体の予想損失額が見積られる。

上記にかかわらず、予想信用損失は、エンデサが当初の契約条件にしたがって全額を回収できないという客観的証拠がある資産については、個別に決定される。

金融資産又は金融資産グループについて、リスクが大幅に増加したかどうかを評価する場合、金融商品の予想耐用年数にわたって発生する債務不履行リスクの変化を使用する。

エンデサは、引当金勘定を認識することにより、金融資産の減損損失を償却原価で認識している。減損が戻入不能と判断された場合、帳簿価額は引当金勘定から控除される。顧客との契約から生じる営業債権、リース及び契約資産の減損損失は、連結損益計算書の「金融資産の減損損失」で費用として、その他の金融資産の減損損失は、連結損益計算書の「金融費用」で費用として認識される（それぞれ注記16、17参照）。翌期以降においては、減損がなかったと仮定した場合の償却原価まで戻し入れることができる。減損が戻入不能である場合、金融資産の帳簿価額は資産引当勘定で評価減される。

本連結財務諸表の作成日現在、商業目的でない多額の延滞金融資産はない（注記43.5参照）。

#### g.4.デリバティブ以外の金融負債の分類及び測定

エンデサは、評価目的上、当初認識日に金融負債を分類している。

- 償却原価で測定する金融負債：金融債務と営業債務及びその他の債務の両方を含み、発生した取引費用控除後の受取現金の金額で当初認識される。翌期以降、これらの債務は実効金利法を用いて償却原価で評価される（注記3.2g.1参照）。
- 公正価値で測定する金融負債は、取引価格である公正価値で当初認識される。取引で発生した費用は、発生時に費用として計上される。当初認識後は、公正価値で認識され、変動は純損益勘定に計上される。

負債が公正価値でヘッジされるデリバティブの原資産である場合は、例外として、ヘッジされるリスクの部分について公正価値で評価される。

連結財政状態計算書に計上されている場合や注記42.3に記載されている情報の場合には、債務の公正価値を算出するため、固定金利債務と変動金利債務に区分している：

- 固定金利債務とは、明示的又は黙示的に、取引当初から固定金利クーポンをその存続期間にわたって支払うものである。
- 変動金利債務とは、変動金利で発行される債務であり、各クーポンは各期初にベンチマーク金利に基づいて固定される。全ての負債は、予想将来キャッシュ・フローを支払通貨に応じた市場金利曲線で割り引いて評価している。

エンデサは、様々な金融機関とサプライヤー支払管理取引（「確認」）を行っており（注記41参照）、その中には持続可能性基準を組み込んだものもある。金融機関により決済が管理されている営業債務は、エンデサが金融機関に支払管理を委託しているのみであり、金融機関から融資を受けておらず、営業債権者に対する債務の第一義的な支払義務者である限りにおいて、連結財政状態計算書の「営業債務及びその他の債務」に計上されている。

エンデサが締結した確認契約には、金融機関に付与する追加保証、金利の変更、又は営業債権者に付与する条件に関する債務の支払条件の変更は想定されていない。

2025年12月31日現在、グループ会社間のサプライヤー支払管理取引（「確認」）はない。

#### g.5.デリバティブ金融商品及びヘッジ取引

エンデサが保有するデリバティブは、主に金利、為替レート又はエネルギー商品価格リスク（電力、燃料、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠）をヘッジするために契約した取引に関連しており、ヘッジ対象となる原資産取引におけるこれらのリスクを排除又は大幅に削減することを目的としている。

デリバティブは連結財政状態計算書日における公正価値で計上されている。その価額がプラスの場合、その満期及び満期までデリバティブを保有する意図に応じて、金融デリバティブであるかエネルギー商品デリバティブであるかにかかわらず、「デリバティブ」の項目で、流動資産又は非流動資産に計上される。その価値がマイナスの場合、デリバティブは、その満期及び満期までデリバティブを保有する意図に応じて、金融デリバティブであるかエネルギー商品デリバティブであるかにかかわらず、流動負債又は非流動負債の「デリバティブ」に計上される。

公正価値の変動は、デリバティブが会計上ヘッジ手段に指定され、ヘッジ会計に関する国際財務報告基準(IFRS)によって定められた条件が満たされない限り、連結損益計算書に計上される。その場合、公正価値の変動は次のように認識される：

- 公正価値ヘッジ：リスクがヘッジされる原資産の部分は、ヘッジ手段と同様に公正価値で測定され、両者の価値の変動は連結損益計算書に計上される。
- 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は、当該ヘッジが有効である範囲で、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」に計上される（注記36.1.6参照）。この項目の累積損益は、原資産がヘッジされたリスクの連結損益計算書に影響を与えるため、連結損益計算書に振り替えられる。ヘッジの非有効部分に対応する結果は、連結損益計算書に直接計上される。

ヘッジは、ヘッジ対象とヘッジ手段との間に経済的関係があり、ヘッジ対象の信用リスクが当該経済的関係から生じる価値の変動に支配的な影響を及ぼさず、ヘッジ関係のヘッジ比率が、エンデサがヘッジ対象の金額をヘッジするために実際に使用するヘッジ対象の金額から生じるヘッジ比率と同一である場合にのみ適用される。

ヘッジ関係の開始時及び継続的に、エンデサは、ヘッジ関係が有効性要件を満たしているかどうかを将来的に評価する。また、各会計決算時や、有効性要件に影響を与える重要な変更が発生した場合にも、有効性を評価する。

エンデサは、ヘッジ手段とヘッジ対象の主要条件が一致している場合に、有効性の定性的評価を実施する。基礎となる条件が完全に一致しない場合、エンデサは、ヘッジ対象と基礎となる条件が同等の仮想デリバティブを使用して、非有効性を評価・測定する。

ヘッジ手段が期限切れ、売却、終了、行使された場合、又はヘッジ会計の基準を満たさなくなった場合、ヘッジは将来に向かって中止される。これらの目的上、ヘッジ手段の交換又は更新は、その取引がエンデサのリスク目標に合致している限り、満了又は終了とはならない。

キャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ会計が中止された場合、ヘッジ対象の将来キャッシュ・フローが発生するまで、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」の累積額は連結損益計算書で認識されない（注記36.1.6参照）。逆に、連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」で累積された金額は、カバーされている将来キャッシュ・フローが発生することが想定されなくなった時点で連結損益計算書において認識される。

### g.5.1.エネルギー・デリバティブ

エンデサでは、リスク管理は包括的利益レベルで実施されており、様々な事業活動のリスクとポジションが、単一の連結リスクビューと単一のヘッジ決定プロセスを通じて処理される。この決定プロセスは、リスク分析と市場分析によってサポートされ、その結果、市場要請が出される。この点に関して、産業用資産及び会社の業績が対象とするエクスポージャーの表示が実施され、これに基づいて、産業ポートフォリオの資産リスクを相殺又は部分的に削減する目的で、様々な戦略が提案される。これらの要請は、原資産と明確な関係があり、ビジネス上の基準のみに基づいて行われるヘッジの決定から生じる。そのため、エンデサは、ヘッジ手段とヘッジ対象との間のヘッジ関係を指定し、その目的がリスク管理であるにもかかわらず、会計ヘッジとしての分類を適用しないことを選択することができる。このような取引の場合：

- ヘッジの目的に十分な意味と説明を与える、完全に追跡可能なヘッジ委員会の要請が常に存在する。
- これらは、欧州市場インフラ規制(EMIR)、第2次金融商品市場指令(MiFID II)及び金融商品市場規制(MiFIR)において、店頭デリバティブ及び業務日誌に関する本規則の基準に従い、「リスク軽減型」又は「ヘッジ型」に分類される。

会計ヘッジに分類されないこれらのヘッジ金融商品の公正価値の変動は、連結損益計算書の「エネルギー・デリバティブによる純損益」に計上される。

エンデサは、主に電力、燃料、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠、現物引渡しを伴う原産地保証など、エネルギー原料の購入又は売却のための先渡契約を締結している。前述のとおり、これらの契約は、期末日の市場価値で連結財政状態計算書に計上され、差額は、以下の全ての条件を満たした場合を除き、連結損益計算書の「収益」又は「仕入及びサービス」として認識される。

- すなわち、燃料の購入契約の場合は発電のための使用、供給用の電気又はガスの購入契約の場合は最終顧客への供給、電気又はガスの販売契約の場合は最終顧客への販売である。
- エンデサの将来予測は、自社が使用するこれらの契約の存在を正当化する。
- これらの契約の過去の経験によると、例外的な理由や、エンデサの管理・予見能力を超えた物流管理に関連して他の使用が必要になった散発的なケースを除き、これらの契約は自社使用に適用されている。
- この契約には差金決済の規定はなく、過去に同様の契約を差金決済した慣行もない。
- このような場合、先渡売買は履行待ちの契約として会計処理され、履行された時点で対応する「収益」又は「仕入及びサービス」の項目で計上される。

#### g.5.2.「電力購入契約（PPAs）/仮想電力購入契約（VPPA）」

エンデサは、「電力購入契約」（PPA）と呼ばれる長期電力売買契約を締結しており、これにより、一定量のエネルギーと原産地保証を所定の価格で購入又は販売することに合意している。

これらの契約が電力（又は原産地保証）の現物引渡しにより決済される場合、連結財政状態計算書では決算日の時価で測定され、連結損益計算書では、注記3.2g.5.1に記載されている自己使用の例外に該当する場合を除き、価値の差額が「収益」又は「仕入及びサービス」として計上される。このような場合、先渡売買は履行待ちの契約として会計処理され、履行された時点で対応する「収益」又は「仕入及びサービス」の項目で計上される。

これらの契約が「仮想電力購入契約（VPPA）」ベースで決済される場合、IFRS第9号「金融商品」の適用範囲内でデリバティブとみなされ、会計上ヘッジとして指定され、注記3.2g.5に記載されているヘッジ会計の要件を満たさない限り、時価で測定され、価値差額は連結損益計算書に「エネルギー・デリバティブによる収益及び費用」として計上される。

#### g.5.3.組込デリバティブ

エンデサは、全体が公正価値で会計処理されていない限り、金融契約及び金融商品における組込デリバティブの存在を評価し、その特性及びリスクが主たる契約と密接に関連しているかどうかを判断する。密接な関連性がない場合は個別に計上され、価値の変動は連結損益計算書に計上される。

#### g.5.4.公正価値

異なるデリバティブの公正価値は以下のように計算される：

- 取引所で取引されているデリバティブについては、期末時点の相場価格。
- 取引所に上場されていないデリバティブの場合、エンデサは内部ツールを使用して評価を行い、観察可能な市場変数を考慮して、各年末の最終営業日の各通貨のゼロ・クーポン金利曲線を用いて将来キャッシュ・フローを現在価値に割り引き、各年末の最終営業日の為替レートでユーロに換算して、金融デリバティブの公正価値を算定している。グロス時価が得られたら、自己信用リスク又は債務評価調整（DVA）、及びカウンターパーティ・リスク又は信用評価調整（CVA）のための調整が行われる。信用評価調整額（CVA）/債務評価調整額（DVA）は、金融商品（債権者又は債務者のポジション）の潜在的な将来のエクスポージャー、カウンターパーティ及びエンデサ自体のリスクプロファイルに基づいて測定される。

2025年及び2024年の間、カウンターパーティ・リスクに対する「信用評価調整」（CVA）及び自己信用リスクに対する「債務評価調整」（DVA）の調整額は重要なものではなかった。

上記の手に沿って、エンデサは注記3.2p（注記46参照）に示されたレベルにしたがって金融商品を分類している。

## g.6.金融保証契約

金融保証契約は、特定の債務者が債券や保証のような債務証券の当初又は変更後の条件の下に支払義務を履行しなかった場合に生じる損失を保有者に弁済するために特定の支払を発行者に要求する契約のことである。

金融保証契約は当初公正価値で測定するが、反証がない限り、公正価値とは、受取保険料に該当する場合は、受取保険料の現在価値を加えたものである。

その後、金融保証契約は以下の金額のうち最も高い金額で測定される。

- 引当金及び偶発債務に関する会計方針の適用による金額（注記3.2k参照）。
- 当初認識されたものから、該当する場合には、顧客との契約から生じる収益に関する会計方針（注記3.2o.1参照）の原則にしたがって未収収益に対応するため連結損益計算書に計上された部分を差し引いたものである。

## g.7.保証の提供及び受領

オペレーティング・リース又は役務の提供のために授受される保証については、公正価値と支払額との差額が前払い又は回収として処理され、役務の提供期間又はリース期間中に純損益計算書で認識される。

## g.8.金融資産及び負債の認識の中止

金融資産は、以下の場合に連結財政状態計算書から削除される：

- 関連するキャッシュ・フローを受け取る契約上の権利が失効したか、譲渡されたか、又は保持されつつも、これらのキャッシュ・フローを1人又は複数の受益者に支払うことになる契約上の義務が引き受けられた場合。
- エンデサが所有に伴うリスクと便益を実質的に移転した場合、又は実質的に移転していない場合、資産の支配を保持していない場合。

エンデサは、2025年及び2024年について売掛債権譲渡契約を締結しており、譲渡された金融資産の所有に伴うリスク及び便益が移転されたため、ノンリコース・ファクタリングとみなされている（注記17.1参照）。

移転された金融資産の所有に伴う全てのリスクと便益をエンデサが実質的に保持する取引は、受領した対価を負債として認識することにより反映される。取引費用は実効金利法を用いて連結損益計算書上で認識される。

金融負債は、消滅した時点、すなわち負債に基づく義務が決済された時点、取り消された時点、または失効した時点で、連結財政状態計算書から削除される。

## g.9.金融資産と金融負債との相殺

金融資産と金融負債は、認識された金額を相殺する法的強制力のある権利及び純額で決済する意図がある場合、又は資産の換金と負債の決済を同時に行う意図がある場合に相殺される（注記44参照）。

これらの権利を法的に行使できるのは、金融機関の通常の業務において、又は取引先の債務不履行、支払不能、倒産が発生した場合のみである。

## (h) 棚卸資産

一般的に、棚卸資産は加重平均取得費用と正味実現可能価額のいずれか低い金額で評価される。

## h.1.核燃料

核燃料の取得費用には、進行中の資金調達に割り当てられた金融費用が含まれる。これに関連する資産計上された金融費用は、2025年度に6百万ユーロ（2024年度は3百万ユーロ）であった（注記17.1参照）。仕掛中の核燃料は、原子炉に投入された時点で運転に移行し、期間中に消費されたエネルギー容量に基づいて連結損益計算書に計上される。

## h.2.二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠

発電事業において二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）を排出するエンデサ・グループ会社は、翌年の最初の数カ月間に、前年度の排出量に相当する二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠、具体的には欧州連合排出枠（EUA）を納入しなければならない。

二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠の認識基準は、以下の内訳にしたがって棚卸資産として計上される：

- 排出権をヘッジするために保有する二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出権は、加重平均購入価格又は正味実現可能価額のいずれか低い方で評価される。
- トレーディング目的で保有する二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠はトレーディング・ポートフォリオを構成し、売却費用控除後の公正価値で計上され、その変動は連結損益計算書に計上される。

## h.3.原産地保証

再生可能資源を利用した自社施設からのエネルギー生産に関連して発生した原産地保証は、当初原価で測定され、「棚卸資産」の項目で認識される。これらは、生産サイクルに組み込まれない限り、その後、より低い原価と正味実現可能価額で測定される。ただし、これらが組み込まれた完成品、すなわち電力が原価を上回る価格で販売されると予想される限り、評価調整は行われない。

第三者から購入し、販売される再生可能エネルギーへのクレジット付与を目的として保有する原産地保証は、「棚卸資産」において公正価値と同等の取得原価で当初認識され、取得費用と正味実現可能価額のいずれか低い方で測定される。また、トレーディング目的で保有するものはトレーディング・ポートフォリオを構成し、公正価値で計上され、その変動は連結損益計算書に計上される。

当該証書の販売及び購入から生じる収益及び費用は、各々「販売及びサービスから生じる収益」及び「その他の変動仕入及びサービス」の下に連結損益計算書に計上され、該当する棚卸資産で変動する。

### (i) 資本補助金

これらは、それに付随する条件が満たされる合理的な保証がある場合に認識される。これらの金額は、連結財政状態計算書の「補助金」に計上され、資産の耐用年数にわたって連結損益計算書の「その他の営業利益」の収益に配分される。

### (j) 顧客との契約に基づく負債

#### j.1.電気延長接続

エンデサは、新規供給又は既存供給の延長に必要な一連の行為を実施するために顧客から支払いを受け、特定の有形固定資産設備の建設又は取得の資金を調達している。それ以外の場合は、その時点から運用・保守、安全性、供給品質に対する責任を負うことと引き換えに、現行の規則に従い、顧客から直接、融資を受けた設備を受け取る。

本項目に含まれる考え方は以下のとおりである。

- 「延長接続料金」は、配電会社が、要求された電圧及び電力に応じて、法的に合意された限度内で、新規供給を可能にし、既存の配電網の延長を実施するために必要な、新規延長設備に関連する法的に合意された経済的対価に相当する。これらの「延長接続料金」は、2000年度までは1982年10月15日付勅令2949/1982により、2001年度以降は2000年12月1日付勅令1955/2000により、2013年度以降は2013年12月27日付勅令1048/2013により規定されている。
- 「顧客から譲渡された設備」は、顧客から譲渡された配電設備の評価額及び顧客からの受取収入に相当するもので、新規供給又は既存供給設備の拡張の要請に応えるために必要な新規拡張設備について、要請された電圧及び電力に基づき、法的に定められた限度を超える場合に受領する対価に関連する。

「顧客から譲渡された設備」については、有形資産と顧客契約負債の両方が、譲渡日における資産の公正価値で計上され、資産の耐用年数にわたって連結損益計算書で認識されることにより、減損費用と相殺される。

#### j.2.顧客との契約から生じるその他の負債

エンデサは、顧客から対価を受領する（又は顧客から対価を受領予定である）財又はサービスを移転する義務を連結財政状態計算書に反映させるため、顧客との契約を契約負債として表示している。

## (k) 引当金及び偶発事象

連結財政状態計算書日において、エンデサに損失が発生する可能性が高く、その金額及び時期が不確実な過去の事象の結果として発生した負債は、連結財政状態計算書において、エンデサがその債務を決済するために支払わなければならないと予想される最も可能性の高い金額の現在価値で引当金として計上されている。

エンデサはまた、進行中の訴訟から生じる及び補償のほか、債券、保証、その他類似の保証、及びその他のリスク・ヘッジに係る引当金も計上している。

引当金は、その原因となる事象の結果について、連結財務諸表作成日現在で入手可能な最善の情報に基づいて定量化され、各報告期間末に再見積りが行われる。

偶発資産及び偶発負債は、それぞれ資源の流入又は流出の可能性に基づいて連結財務諸表で認識され、注記52に開示されている。

### k.1.従業員給付引当金

#### 確定給付型年金

確定給付制度については、連結財政状態計算書日において適切な年金数理計算を実施し、予測単位積増方式を用いて計算することにより、これらの引当金に関する費用を従業員の勤務期間にわたって発生主義で認識している。確定給付制度に係る引当金は、様々な制度に配分された適格資産の公正価値を控除した後の未払引当金の現在価値を表す。これらの制度に関連する負債及び資産の評価で発生した数理計算上の差異は、税効果控除後で連結その他の包括利益計算書の「その他の包括利益」に直接計上される（注記36.1.7参照）。

各制度について、役務提供に対する数理計算上の債務と制度に配分された資産との差額がプラスの場合、この差額は「非流動引当金」に計上される：連結財政状態計算書の負債については、「従業員給付引当金」に計上され、マイナスの場合は、定められた要件が満たされることを条件として、連結財政状態計算書の資産については、「その他の非流動資産」に計上される（注記30及び38.1参照）。

#### 確定拠出制度

全額保険に加入し、全リスクを移転した退職後給付制度は、確定拠出年金制度とみなされるため、後者と同様、数理計算上の負債及び資産は存在しないとみなされる。

確定拠出制度への拠出金は、従業員の勤務に応じて連結損益計算書の費用として計上される。

### k.2.労働力再編計画引当金

エンデサは、従業員が一方的に、又は会社との相互合意により、エンデサを退職すること、又は雇用契約を一時的に停止し、その対価として報酬を受け取ることを認める個人又は労働協約がある場合、雇用手当の終了又は停止を記録する。相互合意が必要な場合、この規定は、エンデサが従業員の解雇に同意することを決定し、この同意が従業員に個別に、又は従業員の代表者に集団で周知されている場合にのみ記録される。このような規定が記録されている場合、従業員の側には、このような解雇が行われることへの期待があり、会社から従業員又は従業員代表への正式な連絡があり、計画に大幅な変更が加えられる可能性は低い。

エンデサは人員削減計画を策定し、政府によって承認された解雇計画、又は労働者の社会的代表と締結した協約によって具体化した。これらの制度は、早期退職又は雇用契約の停止期間中、補償金の支払い又は定期的な支払いの維持を保証するものである。

エンデサは、従業員又はその代表者との間で締結されたコミットメントに基づき、債務が発生した時点（支出を回避できない時点と理解される）で、これらの制度の費用全額を認識している。これらの金額は、必要に応じて、期末日現在の数理計算上の債務を計算するために適切な数理計算を実施することにより決定される。その査定による数理計算上の利得及び損失は、連結損益計算書において認識されている。

### k.3.二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出費用をヘッジするための引当金

発電事業で二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）を排出するエンデサ・グループ会社は、翌年の最初の数カ月間に、前年度の排出量に相当する二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠を放棄しなければならない。

当期中に発生した二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠の放棄義務は、連結財政状態計算書の「その他の流動引当金」に流動引当金として計上され、対応する費用は連結損益計算書の「その他の変動仕入及びサービス」に計上されている（それぞれ注記38.3、11.3参照）。当該義務は、当該義務を履行するために放棄される予定の二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠が連結財政状態計算書の「棚卸資産」に計上されている金額と同じ金額で測定される（注記3.2h.2参照）。

連結財政状態計算書日現在、エンデサが必要とする全ての二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠を保有していない場合、エンデサがその排出権を取得するために支払わなければならない価格の最善の見積りに基づき、その費用及び引当金が計上される。より適切な見積りが存在しない場合、エンデサが保有していない権利の見積取得価格は、連結財政状態計算書の決算日における市場価格である。

#### k.4.原産地保証担保引当金

電力供給事業で原産地保証を利用するエンデサ・グループ会社は、履行されるべき保証に対応する月中に電力を供給された消費者に割り当てられた原産地保証を翌年に履行しなければならない。

年度中に生じた原産地保証の交付義務は、連結財政状態計算書に「その他の流動引当金」の下に計上され、対応する費用は連結損益計算書に「その他の変動仕入及びサービス」の下に認識される（それぞれ注記38.3、11.3参照）。当該義務は、当該義務を履行するために提供される予定の原産地保証が連結財政状態計算書の「棚卸資産」の項目に計上されている金額（注記3.2h.3参照）と同じ金額、及びまだ提供されていない原産地保証の購入に関する先渡契約で合意された価格で測定される。

連結財政状態計算書日において、エンデサが必要とする原産地保証を全て保有していない場合、エンデサが原産地保証を取得するために支払わなければならない価格の最善の見積りを考慮して、費用及び引当金が計上される。より適切な見積りが無い場合、エンデサが保有していない保証の見積取得価格は、連結財政状態計算書の決算日における市場価格である。

#### k.5.プラント閉鎖費用引当金

エンデサは、一部の発電所及び特定の配電施設を解体するために発生する費用を計上している（注記3.2b、38.3参照）。金融割引から生じる引当金の変動は、連結損益計算書の「金融費用」に計上される（注記17.1参照）。

対応する割引に適用される金利は、関連する資産の残存耐用年数に従い以下の範囲に定められた。

%	2025年	2024年
財務上の割引レート	1.9 - 3.2	2.1 - 2.6

#### k.6.不利な契約

契約から期待される経済的便益を、その義務を果たすために避けられない費用が上回る契約（不利な契約）の場合、エンデサは、契約から期待される費用と便益の差の現在価値で引当金を計上する。当該費用は、その契約履行費用のうちいずれか低い金額を反映するものとする。当該費用には、追加費用及び履行に直接関連するその他の費用の配分の両方を含み、また、不履行から生じる補償又は違約金の金額も含まれる。

2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在、有償契約に関する引当はなされていない。

#### (l) 外貨建取引

各社の機能通貨以外の通貨で行われた取引は、取引時の為替レートで機能通貨のセクションに計上される。

当年度中、記録された為替レートと回収日又は支払日に有効な為替レートとの間に生じた差額は、連結損益計算書の「正味為替換算差額」として金融損益に計上される（注記17.1参照）。

同様に、連結会社の財務諸表が計上されている機能通貨以外の通貨で決算日に未収又は未払となっている残高は、決算日レートで換算される。その結果生じた評価差額は、連結損益計算書の「正味為替換算差額」として金融損益に計上される（注記17.1参照）。

#### (m) 非流動残高及び流動残高の分類

連結財政状態計算書では、残高は満期に基づいて分類される。すなわち、12カ月以内に満期を迎えるものは流動に、12カ月を超えて満期を迎えるものは非流動に分類される。

## (n) 法人税

エンデサの子会社の大半は、連結納税制度の下で法人所得税を申告している。2025年度、エンデサには2つの連結納税グループがある：

- 連結納税グループ番号572/10は、親会社がEnel, S.p.A.で、スペインにおける代表はEnel Iberia, S.L.U.である。このグループは、Enel, S.p.A.（エネル・グループのイタリアの親会社）が少なくとも75%又は70%（上場投資先又ははその子会社の場合）の持分を保有し、企業グループの連結利益に対する課税規則に基づくこの目的の要件を満たしている全ての事業体を統合している。

2025年12月31日現在、104社がこの連結納税グループを構成しており（2024年12月31日現在は105社）、そのうち最も重要な企業は以下のとおりである：Enel Iberia, S.L.U.、エンデサS.A.、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.、Endesa Energía, S.A.U.、Endesa Financiación Filiales, S.A.U.、Endesa Generación, S.A.U.、Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.、Enel Green Power España, S.L.U.

- 連結納税グループ番号613/25は、その親会社及びスペインにおける代表会社がEnel Green Power España Solar 1, S.L.U.であり、Enel Green Power España Solar 1, S.L.U.の49.99%の少数持分をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却する取引の正式化に伴い2025年1月1日に設立された。

2025年12月31日現在、この連結納税グループを構成する会社数は19社である。

エンデサのその他の子会社は、各国で適用される税務規則にしたがって個別に税務申告を行っている。

法人税は、各社の当期の課税所得に税率を適用し、税務上認められる税額控除を適用した後の当期税金に、繰延税金資産・負債及び税額控除（繰越欠損金及び適用申請中の税額控除）の増減額を加えたものとして決定される。

資産及び負債の帳簿価額と税務上の基準との差額は、繰延税金資産又は繰延税金負債残高を生じさせる。繰延税金資産又は繰延税金負債残高は、資産及び負債が実現したときに適用されると予想される税率にしたがって計算される。

繰延税金資産は、企業結合ではない取引における資産及び負債の当初認識から生じるもの、取引日において課税対象利益にも帳簿利益にも影響を与えず、取引時点において同額の課税一時差異及び控除対象一時差異を生じないものを除き、控除対象一時差異について認識される。

繰延税金資産は、子会社、支店、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控除可能な一時差異についても、予測可能な将来において一時差異が解消される可能性が高く、一時差異を利用できる課税利益が利用可能である限りにおいて計上される。

法人税及び繰延税金資産・負債の変動は、その原因となった利益又は損失が計上された場所に応じて、連結損益計算書又は連結財政状態計算書の資本の部に計上される。

繰延税金資産及び税額控除は、連結会社が将来、一時差異資産を回収し、税額控除を実現するのに十分な課税利益を得る可能性が高いと考えられる場合にのみ計上される。

繰延税金負債は、のれんの当初計上、企業結合でない取引における資産又は負債の当初計上から生じるもの、又は取引時に帳簿上も課税上も純損益に影響を与えず、課税上と控除上の一時差異が同額にならないものを除き、全ての課税一時差異について計上される。

それにもかかわらず、子会社、支店及び関連会社に対する投資、又はジョイント・ベンチャーに対する持分に関連する課税一時差異については、一時差異が解消される時期がコントロール可能であり、かつ一時差異が予測可能な将来において解消されない可能性が高い場合を除き、繰延税金負債が計上される。

年度中の経済事象から生じた税額控除は、法人所得税費用から減額する。ただし、当該税額控除が実現できるか疑義がある場合はこの限りではなく、実現できない限り当該税額控除は計上されない。

繰延税金資産及び負債は、各報告期間末に、それらが依然として有効であることを確認するために見直され、この分析結果にしたがって適切な調整が行われる。

## 不確実な税務ポジション

エンデサはまた、課税対象損益、税務ベース、未使用の欠損金又は税額控除、或いは対応する税率を決定する際に、不確実な税務ポジションにおける不確実性の影響を反映している。この目的で、それぞれの不確実性の解決の最善の予測をもたらす方法を決定するために、不確実な税務ポジションの各々を別個に考慮すべきか1つ又はそれ以上の他の不確実な税務ポジションと併せて考慮すべきかを評価する。エンデサは、税務当局が不確実な税務ポジションを受け入れる可能性が低いと判断した場合、通常、最も可能性の高い金額法、すなわち、潜在的な結果の範囲内で最も可能性の高い単一の金額を使用することにより、不確実性の影響を反映している。

不確実な税務ポジションに関連する負債又は資産は、当期税金資産又は繰延税金資産、当期税金負債又は繰延税金負債として表示されている（注記26.1、41参照）。

## 行政チェック

現行法の下では、税額は税務当局による検査と合意を受けるか、検査期間である4年が経過するまでは確定したものとみなされない。

2025年12月31日現在、以下の年度が行政監査の対象となる：

	2025年12月31日
連結法人所得税グループ（No 572/10）	2006年 <sup>(1)</sup> 、2019年以降
連結法人所得税グループ（No 21/02）	2021年から2023年
エンデサのその他の子会社	2021年以降

(1) 2014年、エンデサは、2006年に違憲とされたExtremadura環境税の還付に係る所得が同年に課税されたことを理由として、2006年度に過大に支払われた法人所得税の還付請求を行った。本連結財務諸表の作成日現在、当該年度を検査する税務当局の権利は失効していない。

(2) 2023年12月31日まで、エンデサには別の連結納税グループ（番号21/02）があり、その親会社及びスペインにおける代表はEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.であった。このグループは、2024年7月1日に実施された吸収合併により、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.がその唯一の子会社であるEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.に吸収合併され、消滅した（注記7.1参照）。

2023年中、税務当局は、2019年から2022年までの法人所得税及び付加価値税（VAT）、並びに2020年から2022年までの源泉徴収に関して、連結納税グループ番号572/10に対する監査及び調査手続を開始した。本連結財務諸表の発行承認日現在、税務調査の調書は受領されており、適切な申し立ても提出されているが、更正決定の通知は未了のままである（注記52参照）。

さらに、フランス税務当局（Direction Générale des Finances Publiques）は、エンデサに対し、2026年中に、フランスのEndesa Energía, S.A.U.支店の2021年から2024年までのすべての税金に関する監査及び調査手続を開始することを通知した。本連結財務諸表の発行承認日現在、本手続から生じる可能性のある経済的影響を見積ることは不可能である。

## 非協力的な国・地域の利用

2025年12月31日現在、エンデサは、非協力的な国・地域に分類される地域に所在する企業又は恒久的施設に対する持分を保有していない。

エンデサの税の透明性と税務方針に関する詳細については、企業ウェブサイト（<https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/transparencia>）参照。

## (o) 収益及び費用の計上

### o.1.顧客との契約から生じる経常収益

#### 1. 収益計上の一般基準

エンデサは、原則として、顧客に契約上約束した財又はサービスの支配権を移転した時点で、それらの財又はサービスの移転と引き換えに権利を得ると予想される対価の額で、通常の活動からの収益を計上する。

特に、エンデサは、顧客との契約から生じる経常収益を計上するために、以下のステップを踏んでいる：

- 顧客との契約を識別する。
- 契約の履行義務を識別する。
- 取引価格を設定する。

4. 契約履行義務間の取引価格の配分。
5. 履行義務の充足に伴う収益の計上は、履行義務が長期的に充足されるか、ある時点で充足されるかを判断することにより行う。

契約に複数の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集合的に会計処理すべきかを評価するため、エンデサは、財又はサービスの個々の特性と契約の枠組み内でのコミットメントの性質の両方を考慮し、関連する法規制の枠組みの下で特定の契約に関連する全ての事実及び状況も評価する。履行義務がいつ履行されたかを決定する際は、主に顧客の観点から評価し、財又はサービスの支配がいつ顧客に移転したかを評価する。

複数の履行義務を伴う顧客との契約（顧客に電気、ガス、その他の付加価値サービスを提供するバンドル販売契約）の場合、取引価格は、契約当初に決定された各履行義務の相対的な独立販売価格に基づいて、各履行義務に配分される。独立販売価格は、類似の状況において類似の顧客に対して個別に販売された場合の当該商品の販売取引における観察可能な価格に基づいて見積られる。観察可能な市場価格がない場合は、入手可能な情報に基づく最も適切な評価方法に基づいて価格の見積りを行う。

#### **顧客との契約から生じる資産及び負債**

エンデサは、連結財政状態計算書において、顧客との契約を、エンデサの履行と顧客による支払の関係に応じて、資産又は負債として表示している：

- 顧客との契約は、財又はサービスがエンデサに移転される前に顧客が対価を支払った場合に契約上の負債として提示され、対価をすでに受領した財又はサービスを顧客に移転する義務を負う。
- 顧客との契約は、顧客が対価を引き渡す前に、エンデサが顧客に財又はサービスを移転することにより契約を履行し、エンデサが顧客に移転した財又はサービスと引き換えに対価を受領する権利を有する場合に、契約資産として表示される。エンデサはこの金額から債権として表示された金額を除外している。

#### **本人か代理人かの検討**

顧客への財又はサービスの提供に第三者が関与する場合、エンデサは、その約定債務の性質が、エンデサ自身が財又はサービスそのものを顧客に提供する履行義務（エンデサが本人として行動する）であるか、又は第三者がそれらの財又はサービスを提供するよう手配するもの（エンデサが代理人として行動する）であるかを分析する。

エンデサが本人として行動する場合、移転された財又はサービスと引き換えに権利を得ると予想される対価の総額で収益を計上し、代理人として行動する場合は、財又はサービスの提供を相手方に手配することと引き換えに権利を得ると予想される支払額又は手数料の額で収益を計上する。

## II. セグメント別の収益計上に対する特別基準

エンデサのセグメント別の主な収益の種類、履行義務の性質と時期及びそれらの会計処理は以下のとおりである：

セグメント	収益の種類	履行義務の性質と履行時期	会計処理
	電力及びガスの販売	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気及びガスの販売額には、規制市場での販売額と、最終保障料率（TUR）によるガスの規制市場での販売及び小口需要家のための自主価格（PVPC）による電力の規制市場での販売の両方が含まれる。</li> <li>顧客との電力・ガス販売契約の場合、約定された資産は実質的に同一であり、その移転パターンが同一である複数の異なる資産に対応するため、単一の履行義務として識別される。この履行義務は、エネルギーを顧客に引き渡した時点で計上される。</li> <li>エネルギーの供給に対して受け取る対価は、各時点で供給されるエネルギーについて顧客との契約で定められた価格で評価されるものとする。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気及びガスの販売は、請求書が発行されない場合でも、契約書に定められた単価に基づき、期中に引き渡された数量に基づき、顧客に引き渡された日に収益として計上される。すなわち、収益には、供給されたがまだ顧客のメーターが検針されていないエネルギーの見積りが含まれる（注記33参照）。</li> <li>顧客に供給され、まだ請求されていないエネルギーの見積りに用いた手法は以下のとおりである：           <ul style="list-style-type: none"> <li>- 供給済みでまだ顧客のメーターが検針されていないエネルギーからの収益は、供給されたエネルギー量と、顧客の種類ごとの通常の価格構成要素全ての見積りに基づいている。</li> <li>- エネルギー供給量（GWh）は、以下のパラメータに基づいて見積られる：               <ol style="list-style-type: none"> <li>その期間中の市場でのエネルギー購入はバスバー（bc）で行われ、このデータは発注を通じて識別される。</li> <li>送配電エネルギー損失は、利用可能な最新の実際の情報によって継続的に更新される確立されたパラメータに基づいて見積られる。</li> <li>顧客に請求する実際のエネルギー量</li> </ol> </li> <li>- 総エネルギー供給量の見積り (i) - (ii) とすでに請求されたエネルギー量 (iii) の差は、まだ請求されていないエネルギー量に相当する。</li> <li>- 価格(ユーロ/GWh)は、以下の要素に基づいて見積られる：               <ol style="list-style-type: none"> <li>その期間中に市場で購入した全ての構成要素を含むエネルギーコストに、顧客消費情報からの逸脱推定値を加算</li> <li>アクセスチャージに基づく送配電コスト</li> <li>顧客との契約において定義されたパラメータに基づいて、カタログに掲載されている様々な商品に関連するマージン</li> </ol> </li> </ul> </li> </ul>
発電・商業化	卸電力販売	<ul style="list-style-type: none"> <li>卸電力販売では、約定された財は実質的に同じであり、その移転パターンが同じである様々な異なる財に対応するため、単一の履行義務として識別される。この履行義務は、卸売市場でエネルギーが引き渡された時点で計上される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>これらは、供給された電力と提供された付帯サービスに基づいて、供給された日に収益として認識される。</li> </ul>
	再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物発電事業	<ul style="list-style-type: none"> <li>これは、2014年6月6日付勅令413/2014により制定された特別報酬制度の対象であり、再生可能エネルギー源、熱電供給、廃棄物による発電事業を規定するもので、スペイン半島の平均価格に上乗せして収益を得ることができ、合理的な収益を保証し、他の技術と対等に競争できることを意味する（注記6）。この制度は2025年10月15日付勅令917/2025によって更新され、報酬パラメータを新しい電力事情に適合させるとともに、同報酬制度に基づく設備の稼働時間の計算方法、及び決済から生じる支払義務に関連する変更を含んでいる。</li> <li>同様に、2014年6月6日付勅令413/2014の第22条では、「市場価格の乖離に対する調整額」と呼ばれるメカニズムが確立されている。このメカニズムは、規制当局が規制期間の開始時に見積った電力販売価格（特定報酬の決定時に考慮された価格）を、各半期の実際の市場価格に合わせて調整することで、毎年プラス又はマイナスの残高が発生し、次の規制期間の報酬パラメータの次の見直しに反映される。この残高は、施設の残りの耐用年数中に相殺される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>この収益は、合意された合理的な収益性を達成するために、電力市場からの収益を補完するものであるため、エネルギー販売が市場に移される際に計上される。</li> <li>勅令第22条に従い、エンデサは通常、2014年6月6日付勅令413/2014に基づき発生した市場からのプラス及びマイナスの乖離を、報酬制度を放棄することが継続するよりも著しく悪い経済的結果をもたらさない限り、それぞれ記録する。</li> </ul>
	非半島領土（NPT）における発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>報酬は基本的に、設備の稼働と利用可能性に基づいて決定され（注記6参照）、この報酬の一部は、半島の平均価格で販売されたエネルギーの評価額から、残りは、合意された報酬に達するまで、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）による決済から受け取られる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>この収益は、電力販売が市場に移される際に計上される。</li> </ul>
配電	配電事業からの規制料金収入	<ul style="list-style-type: none"> <li>スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、配電会社に対して認められている報酬を決定する責任を負っている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>この収益は、スペインの電力セクターの規制の枠組みにしたがって計上されている（注記6参照）。</li> </ul>

## o.2.その他の収益及び費用

資本性金融商品からの配当金は、それを受領する権利が発生した日に連結損益計算書の収益として認識される。

償却原価で測定する資産及び負債については、利息収益及び利息費用は、該当する発生期間中の未払い元本に適用される実効金利法を用いて認識される。さらに、金融収益及び金融費用には、純損益を通じて公正価値で測定する金融資産及び金融負債に関連する金融商品（デリバティブを除く）の公正価値の変動が含まれる。

エンデサは、現金又は他の金融商品により純額で決済される非金融商品の購入又は売却契約を純額で認識している。このような非金融商品を受領又は引渡す目的で締結・維持される契約は、購入、売却の契約条件、又は企業が予期する使用要件に基づいて認識される。

費用は発生主義で認識され、支出が将来の経済的便益を生まない場合、又は資産として認識するための必要な基準を満たさない場合は、直ちに認識される。

### (p) 公正価値測定

公正価値は、評価日時点の市場参加者間の秩序だった取引において、資産の売却で受け取る、又は負債の移転に対して支払う価格と定義される。

評価額は、当該取引が主たる市場、すなわち当該資産又は負債の取引量が最多又は最も活発な市場で行われるという前提に立って算出される。主たる市場が存在しない場合、取引は最も有利な市場、すなわち資産の売却から受け取る金額を最大化する、又は負債を移転するための支払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、資産又は負債の価格が設定される際に、市場参加者は自らの最良の経済的利益のために行動しているという理解の下で、市場参加者によって行われる仮定を適用して算定される。市場参加者は相互に独立しており、十分に情報を得ており、資産又は負債の取引を遂行することが可能で、取引を遂行する動機を有しているが、いかなる形でも取引を遂行する義務はなく強制もされない。

公正価値で測定される資産及び負債は、次のレベルに分類される（注記46参照）：

- レベル1：公正価値は、活発な市場における同一の資産又は負債の相場価格に基づいて算定される。
- レベル2：公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外で、該当する資産又は負債について直接的又は間接的に観察可能なインプットに基づいて算定される。いずれの場合も、これらのインプットは専門企業の出版物から得た引用に基づいている。資産又は負債の種類別にレベル2に含まれる公正価値を決定するために用いられる方法及び仮定は、各決算期の最終営業日現在の各通貨に関してゼロ・クーポン債のイールドカーブを用いて将来キャッシュ・フローの見積りを現在価値に割引き、さらに同日の実勢為替レートでユーロ建に換算した値を考慮する。これらの測定は、全て内部ツールを用いて行われる。
- レベル3：公正価値は、観察可能な市場データに基づかない資産又は負債に関するインプットに基づいて算出される。具体的には、契約条件、市場カーブ、ヘッジ、ボラティリティを含む様々なパラメータに基づく分析的近似式を用いて評価される。評価に使用される価格曲線は、ファンダメンタル・モデルと市場相場から導き出される。

エンデサは、資産及び負債の公正価値を測定するために、状況に適合し、公正価値評価のために十分なデータが利用可能であり、主要な観察可能変数の利用を最大化し、観察不能変数の使用を最小化する評価ツールを使用する。

### (q) 1株当たり利益（損失）

基本的1株当たり当期純利益は、親会社の所有者に帰属する当期純利益を、エンデサが保有する親会社の平均株式数を除いた、親会社が保有する当期中の発行済普通株式の加重平均株式数で除して算出される。

継続事業及び非継続事業の基本的1株当たり当期純利益は、それぞれ継続事業及び非継続事業の税引後利益/損失から非支配持分に帰属する部分を差し引き、エンデサが所有する親会社の平均株式数を除いた、親会社の当期中の発行済普通株式の加重平均株式数で除して算出される。

2025年及び2024年において、エンデサは、基本的1株当たり利益と異なる希薄化後1株当たり利益を生じさせる潜在的な希薄化効果のある取引を実施していない（注記20、36.1.8、36.1.12参照）。

## (r) 配当金

受取配当金は、当該配当金を受け取る権利が発生した時点で認識される。

未払配当金は、権限を有する機関（通常、中間配当金については取締役会、準備金の取り崩しによる配当金又は追加配当金については株主総会）により承認された日に、「資本」の減少として認識される（注記36.1.10参照）。

## (s) 株式報酬制度

エンデサは、上級役職者である特定のグループ会社の従業員に、株式に基づく報酬制度を付与している。この制度により、エンデサが、当該従業員が提供するサービスと引き換えに資本性金融商品での支払を行っている。このような制度には、資本性金融商品の価値に基づく金額の現金による支払との組み合わせもある（注記48.3.5参照）。

エンデサは、従業員が提供したサービスを、それを受けた時に連結損益計算書で「人件費」として認識しており、一方、取引が資本性金融商品で決済される場合、それに対応する資本の増加は、連結資本変動計算書の「その他の資本性金融商品」で、また取引が資本性金融商品の価値に基づく金額の現金で決済される場合、対応する負債を連結財務諸表の「非流動引当金」で認識している。

一定期間内にサービスを完了する必要がある取引については、サービスが当該期間を通じて提供される範囲で認識している。

従業員に対して資本性金融商品で決済される取引の場合、認識の対象となる提供されたサービスと資本の増加の両方を、譲渡協定の付与日における資本性金融商品の公正価値で評価している。

受領した財及びサービスを認識した場合、前項の規定に従って、対応する資本の増加と同様に、取引の取消可能期限以降の資本の追加の調整を行わない。

現金で決済する取引については、受領した財又はサービス及び認識される負債は、それらの認識の要件が満たされた日の負債の公正価値で評価される。その後、その決済が完了するまで、対応する負債は各年度の

決算日における公正価値で評価され、期中に生じた評価の変動は全て連結損益計算書に認識される。

公正価値は、付与日の株式時価から、業績期間中に従業員が受け取る権利を持たない配当金の見積額を差し引いた金額に基づいて決定される（注記48.3.5参照）。

## (t) 自己株式

エンデサが当期中に取得した自己株式は、連結財政状態計算書の「純資産」の資本の減少として、交換される対価の価値で直接認識される（注記36.1.8参照）。

資本性金融商品の取得と売却による結果は資本に直接計上し、いかなる状況においても連結損益計算書で認識しない。

## (u) 関連当事者との取引

関連当事者とは、エンデサが直接的に又は複数の中間会社を通じて間接的に、支配権又は共同支配権を行使するか、重要な影響力を有する、又はエンデサの経営陣の主要メンバーである当事者をいう。

当社の関連当事者との取引は全て独立企業間取引で履行されている。譲渡価格は十分に裏付けられており、その結果、当社取締役は、将来において重大な債務を発生させうる重大なリスクはないと考えている（注記48参照）。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 注記4.新会計基準、改訂及び解釈

本連結財務諸表の作成日現在、以下の基準、基準の改訂及び解釈指針が欧州連合（EU）により承認されている。これらは2025年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表で初めて適用された：

基準、基準改訂及び解釈指針	強制適用： 施行日以降に開始する期間から適用
IAS第21号の改訂：「換金性の欠如」	2025年1月1日

これらの改訂の適用が2025年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表に与える重要な影響はない。

## 注記5.非財務情報

### 5.1.気候変動

ネット・ゼロへの移行は世界的に強化され続けており、世界経済の脱炭素化と電化のプロセスは、地球温暖化による影響を緩和するために不可欠である。

このような状況において、エンデサは、エネルギー移行プロセスがもたらす機会を活用し、課題に立ち向かうことを意図しており、そのために以下の戦略的ガイドラインを定めている：

戦略的ガイドライン
・ 2040年までに100%エミッション・フリーの発電を達成するという目標に一貫して投資を配分する。
・ 配電網を強化・デジタル化し、気候変動に対する耐性を向上させる。
・ より効率的でシンプルな消費の電化を促進する製品とサービスを提供する。

エンデサは、2025年12月31日に終了する事業年度の連結経営報告書のセクション25.2気候変動において、気候変動に関する影響、リスク、機会（IRO）を特定し、プラスの効果高め、リスクを管理するための目標、行動、結果について記載している。

エンデサは、2040年までにネット・ゼロ・エミッションの達成を目標に掲げるとともに、気候変動に関連するリスクを踏まえ、パリ協定の目標に整合したビジネス・モデルの開発に取り組んでいる。このコミットメントは、国際財務報告基準（IFRS）の概念フレームワークに従い、重要かつ予見可能な影響を重視して行う資産、負債、収益及び費用の管理に反映される。

上記に従い、また、欧州証券市場監督局（ESMA）の勧告及び国際会計基準審議会（IASB）により公表された資料「財務諸表における気候変動問題の影響」に沿って、エンデサは2025年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表注記に気候変動に関する開示を含めている。これらには、以下が含まれる。

側面	注記	内容
気候変動に関連する見積り	3.1、5.1.1	・ 気候変動問題が会計上の見積りに与える影響。特に、資金生成単位（CGU）の将来キャッシュ・フローの現在価値の見積り、及びパリ協定のコミットメントが有形・無形資産の耐用年数に与える影響に焦点を当てている。
規制の枠組み	6	・ スペイン：エネルギー及び気候に関する戦略的枠組み。 ・ 欧州：エネルギー、環境、サステナブルファイナンスに関する欧州の規制。
サステナブル投資と購入約定	7.1、21.1、21.2、24.1、24.2	・ 再生可能エネルギー発電関連資産の取得、送電網整備に関連するインフラ、並びに、モビリティ、産業、住宅におけるエネルギー利用の電化を促進するための投資計画とコミットメント。
非金融資産の減損	3.2e.3、5.1.1、21.3、24.3、25.1	・ 気候変動コミットメントが減損損失を決定するための非金融資産の評価に与える影響。
引当金	38.2、38.3	・ 影響を受ける従業員や施設の廃炉費用の見積りなど、エネルギー移行プロセスに関連する債務。
資金調達	5.1.2、42.3	・ EUタクソノミー規則に基づく経済活動の整合性に準拠した条件を伴う金融債務。
長期金融電力購入契約	3.2g.5.2、46.5	・ 長期金融電力購入契約（PPA）の主な特徴。
株式報酬	48.3.5	・ 持続可能性目標に連動した変動報酬。
環境目標に関連する市場メカニズム	3.2h.2、3.2h.3、3.2k.3、3.2k.4、5.1.3、11.3、32.1、32.2、38.3	・ 二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠、省エネルギー証書、GO（原産地保証付き電力証書）に関する記述及び会計処理。 ・ 費用及び関連引当金の認識

#### 5.1.1.気候変動とエネルギー移行のリスクと影響に関する会計上の見積り及び判断

気候変動とエネルギー移行の影響に関連する資産、負債、収益、費用、コミットメントを測定するために、エンデサの経営者が行った主な会計上の見積り及び判断は以下のとおりである：

##### (a) 非金融資産の評価における気候変動へのコミットメント

注記3.2e.3は、資産の使用価値を決定する際に考慮した主な仮定に価値を割り当てるために考慮したモデルで使ったエネルギー移行シナリオと気候変動の影響を定めている。

エンデサが感度分析を通じて長期的時間軸（2050年）において考慮した気候変動による影響の詳細は以下のとおりである：

- 2026～2050年までのスペインの電力需要の予測推移に沿った長期成長率をターミナルバリュー（継続価値）の見積りに織り込んだ。このプロセスは、エンデサが長期計画のために選択した物理的及び移行シナリオに概説されているように、需要を定量化するために、気候変動による気温上昇の影響とエネルギー移行に関連する傾向を考慮したエンデサのエネルギーモデルに依存している。これらのシナリオは、パリ協定と「統合国家エネルギー・気候計画（INECP）2023-2030」の目的に合致している。
- 気象条件（気温、降雨量、風速、日射量など）の予測に基づき、エンデサの再生可能エネルギー資産全体における水力発電、風力発電、太陽光発電の発電量の潜在的な変化を織り込む。
- 直接排出（スコープ1）及び小売活動からの間接排出（スコープ3）をゼロにし、100%エミッション・フリー発電を達成し、ガス事業を放棄するというエンデサの長期目標に従って、発電所の廃止費用を見積る。

**(b) 気候変動及びエネルギー移行リスクの対象となるエンデサの主要資産**

ビジネス	資産の種類と主な気候変動の影響
発電	<b>石炭・燃料発電所</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>非半島領土（TNP）における発電の資金生成単位（CGU）に完全に属する石炭・燃料発電所に関しては、2025年12月31日現在の正味帳簿価額は398百万ユーロ（2024年12月31日現在392百万ユーロ）である。</li> <li>エンデサが主要発電事業者である非半島領土（NPT）（カナリア諸島、バlears諸島、セウタ及びメリリャ）の発電パークは老朽化が進んでおり、これらの電力系統における温室効果ガス（GHG）の排出に重大な影響を及ぼしている。</li> <li>エンデサは、事業の脱炭素化に引き続き積極的に取り組んでおり、2040年までにバリューチェーン全体で完全に脱炭素化された電源構成と気候中立を達成するという目標に向けて前進を続けている。非半島領土（NPT）では、発電活動は規制された枠組みの下で行われており、その中で、発電所の運転は、これらの領土のために定義されたエネルギー移行目標に沿って、現行の運転及び規制の枠組みに適合している。</li> <li>より排出量の少ない燃料や技術の導入を条件とする物流上の制約など、現行の規制枠組みには限界があるものの、エンデサは、より柔軟な運用を可能にし、より持続可能なエネルギーソリューションの統合を促進する規制調整を推進するため、行政当局との積極的な協力関係を維持している。</li> </ul>
	<b>再生可能エネルギー発電施設</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>エンデサは、直接排出（スコープ1）と間接排出（スコープ2及び3）の両方を含む、パリ協定に沿った脱炭素化への道筋（1.5°Cパスウェイ）を確立した。これらの目標を達成するため、当社はイベリア半島内外のすべての発電活動を100%エミッション・フリーとすることを目指し、新たな再生可能エネルギーの導入に取り組んでいる。</li> <li>2025年12月31日現在、発電・販売セグメントの有形・無形再生可能エネルギー発電資産の帳簿価額はそれぞれ6,443百万ユーロ、554百万ユーロである（2024年12月31日現在、それぞれ5,491百万ユーロ、605百万ユーロ）。</li> <li>再生可能エネルギー発電施設の利用価値は、気候変動に起因する潜在的な物理的影響、特に水力、太陽光、風力資源の減少の可能性によって影響を受ける可能性がある。また、規制の変更、エネルギー需要の変化、電力市場におけるエネルギー売買価格の想定によっても影響を受ける可能性がある。</li> </ul>
配電	<b>配電網</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>2025年12月31日現在、配電セグメントの有形固定資産の帳簿価額は12,941百万ユーロ（2024年12月31日現在、12,731百万ユーロ）であり、ネットワークの強化と戦略的目標の達成のための投資を反映している。</li> <li>エンデサは、配電網と需要の電化を、気候変動を緩和し、より持続可能なエネルギーシステムを発展させるために不可欠な手段と考えている。このような背景から、規制の対象となる配電資産への投資は、供給品質の向上、ロスの削減、ネットワークの回復力の強化、新たなアクセス・接続要求の統合の促進を目的としている。</li> <li>配電事業は、規制の変更、異常気象の頻度と強度の増加など、業績に影響を及ぼす可能性のある要因にさらされ続けており、サービスの質と継続性に影響を及ぼす可能性がある。さらに、配電網は、再生可能エネルギー発電設備の増加、高度なエネルギーサービスや新たな顧客需要の拡大を特徴とする環境において、エネルギー移行に不可欠な統合要素としての役割に関連する課題に直面している。</li> </ul>
商業化	<b>顧客獲得と充電ポイントに関連するコスト</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>気候変動及びエネルギー移行プロセスの影響を受ける可能性のある販売事業の非金融資産には、特に顧客獲得費用及び充電ポイントが含まれる。これらの資産は主に、電化が進む環境下での需要の推移と、環境尊重を損なうことなく性能を向上させ省エネルギーを促進するエネルギー効率ソリューションに対する顧客の志向によって影響を受ける。</li> </ul>

**(c) 廃炉引当金**

気候変動の影響に関連して、エンデサは、2040年までに100%エミッション・フリー発電を達成するという長期目標に沿って、発電所の廃止費用を試算している。配電網はクリーン電化を支える重要な基盤であることから、一部の配電設備の廃止費用についても考慮されている（注記3.2k.5参照）。これらの引当金は、現在価値で計上されている（注記38.3参照）。

**(d) 二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠及び原産地保証**

**二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠**

エンデサは、2040年までにネット・ゼロを達成するという長期目標を設定し、ネット・ゼロ・エミッションの達成という願望を維持し、相殺手段の使用は、その時点でエミッション・フリーの技術的解決策が存在しない排出量に限っている。

当年中に発生した二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量に対応する排出枠の引き渡し義務は、連結財政状態計算書の「その他の流動引当金」に流動引当金として計上されている。これらの義務に関連する費用は、連結損益計算書の「その他の変動仕入品及びサービス」に計上されている（注記3.2k.3参照）。

## 原産地保証

脱炭素化へのコミットメントに沿い、エンデサの戦略目標は、再生可能エネルギーによる発電と販売の両方を推進することで、クリーン電化を促進することである。

再生可能エネルギーによる電力販売の分野では、エンデサは、供給される電力が再生可能エネルギー源を使用する施設からのものであることを証明する原産地保証を通じて、最終消費者に対して保証している。現行の規則に従い、再生可能エネルギーを販売する企業は、顧客に対する再生可能エネルギーの販売量に相当する量の原産地保証をCNMCに償還することが義務付けられている（注記6参照）。さらに、エンデサは、自社の再生可能エネルギー施設からの電力生産に関連する原産地保証を作成している。これらの保証は、連結財政状態計算書において「棚卸資産」として認識されている（注記32参照）。

年度中にこれらの原産地保証をCNMCに引き渡す義務は、連結財政状態計算書の「その他の流動引当金」に計上され、対応する費用は連結損益計算書の「その他の変動供給品及びサービス」に認識されている（注記3.2k.4参照）。

### (e) 繰延税金資産の回収可能性

各決算時において、繰延税金資産については回収可能性の観点から見直しが行われており、その分析には気候変動及びエネルギー移行の影響も織り込まれている。この評価の結果に基づき、分析結果に応じて必要な修正が行われる（注記26参照）。

### (f) 規制

気候変動とエネルギー移行に関する規制の枠組みは、引き続き進展している。エンデサの活動は広範な環境規制の対象であり、現在の環境規制や要件、又は将来適用される環境規制や要件の変更を遵守できない場合、当社の事業、業績、財政状態、キャッシュ・フローに悪影響を及ぼす可能性がある。

2025年、欧州連合（EU）は、昨今のエネルギー危機の影響にもかかわらず、気候変動目標の達成に向けて大きな前進を続けてきた。戦略的優先事項には、需要の電化、ネットワーク相互接続の強化、蓄電システムの開発、再生可能エネルギーの導入加速、水素やバイオメタンなどの他のエネルギー源の統合といった技術的側面が含まれる。しかし、欧州連合（EU）のエネルギーシステムの変革には、これらの目標と、エネルギー安全保障と独立性の確保、クリーン技術の欧州での製造促進、消費者にとってのエネルギー価格の改善という必要性とのバランスをとることも必要であり、これらの重要性は、近年のエネルギー危機を背景に一層高まっている。

このような状況の中、欧州連合（EU）は、2025年における欧州の気候目標達成を目的とした様々な規制条項の承認につながる「Fit for 55」法制化パッケージの策定を進めてきた。同様に、2025年12月10日、欧州理事会と欧州議会は、2040年までに温室効果ガス（GHG）の純排出量を1990年比で90%削減するという拘束力のある目標を定める暫定合意に達し、気候変動との闘いにおける欧州連合（EU）の国際的なリーダーシップを強化した。

スペインでは、統合国家エネルギー・気候計画（PNIEC）2023年-2030年及び国家気候変動適応計画（PNACC）2021年-2030年を通じて、欧州の目標が明確化されている。規制面では、2025年3月18日付勅令214/2025の制定が注目される。これは、カーボンフットプリント及びオフセット等に関する登録制度を創設するものであり、大企業及び公的機関に対し、毎年のカーボンフットプリントの算定に加え、具体的な目標及び施策を盛り込んだ5年間の削減計画の策定・公表を義務付けている。

適用される規制の枠組みに関する情報は、注記6に記載されている。

同様に、注記21.4は、2025年及び2024年度にエンデサが環境保護活動で支出した投資及び費用について記載している。

#### (g) 訴訟

エンデサの活動は広範な環境法規制の対象であり、コンプライアンス違反は当社の事業、業績、財務状況に悪影響を及ぼす可能性がある。

エンデサ・グループ会社が関与する訴訟又は仲裁に関する情報は注記52に記載されている。

#### (h) 持続可能性目標に連動する変動報酬

エンデサの長期変動報酬は、戦略的インセンティブ・プランと呼ばれる長期報酬制度を通じて構成されており、その主な目的は、執行取締役や戦略計画の達成に不可欠と見なされる執行役員を含む、より大きな責任を負う立場にある個人による当社の事業戦略及び長期的持続可能性への貢献に報いることである。これらの制度には、パフォーマンス・ベンチマークとして考慮される持続可能性に関連した目標と指標が組み込まれており、その設計と運用については報酬方針に記載されている。

エンデサのインセンティブ制度に関する情報は注記48.3.5に記載されている。

#### 5.1.2.欧州タクソノミー規則に基づく経済活動に関する融資

国連が「持続可能な開発のための2030アジェンダ」と「気候変動に関するパリ協定」を採択したことを受け、欧州委員会は「持続可能な成長への資金調達に関する行動計画」を発表した。2025年度に実施された投資の76.7%は、欧州連合（EU）のタクソノミーに沿ったものである。

2025年12月31日現在、欧州タクソノミー規則に基づく経済活動の整合に準拠した条件の金融債務総額は3,117百万ユーロ（金融債務総額の30%）である（注記42.3、42.4参照）。さらに、持続可能性目標に関連した条項のある金融取引について、総額6,070百万ユーロ（金融債務総額の58%）の交渉を行った。これらは前回の計算では考慮されていない（注記42.4参照）。

#### 5.1.3.環境目標に関連する市場メカニズム

エンデサ・グループ会社は、国内及び国際的な環境規制の対象となり、以下に示す環境目標に関連する市場メカニズムに参加している：

(a) 環境目標に関連する市場メカニズムの定義と性質

環境メカニズム	環境メカニズムの条件	特徴
排出量取引制度	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧州連合（EU）は、温室効果ガス（GHG）排出削減の野心的な目標を設定し、その遵守を促進するための重要な手段として排出権取引制度を開発した。</li> <li>このメカニズムは、すべてのEU加盟国に適用され、発電及び特定の産業施設に対して年間の排出権を設定し、利用可能な排出権の数を毎年減少させることによって、排出権を段階的に減らしていくものである。</li> <li>排出権は主にオークションを通じて流通されるが（57%）、残りの量（43%）は、炭素リーケージのリスクにさらされるセクターに属する施設に無償で割り当てられる。</li> <li>対象となる設備は、前事業年度の排出量に相当する排出権（欧州連合排出権（EUAs））を、翌事業年度の9月30日までに提出（償却）する義務がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>排出権取引制度は、パリ協定と当社の戦略目標に沿った漸進的な排出削減を保証する強制的な環境制度である。</li> <li>2013年以降、火力発電に対する排出権の無償割当は行われていないため、電力会社は二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量を賄うために必要な排出権を市場で購入しなければならない。このメカニズムは、排出量削減を目的とした決定を促し、より持続可能なエネルギーモデルへ向けた欧州連合（EU）の進展に貢献する。</li> <li>火力発電事業で二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）を排出するエンデサ・グループ会社は、翌年の9月30日までに、前年度の排出量に相当するいわゆる「欧州連合排出権」（EUA）を提出しなければならない。</li> <li>エンデサは、2025年度末時点で、発電に伴う排出量について、2005年の京都議定書発効以降で累計82%、2015年のパリ協定採択以降で70%の削減を達成している。</li> <li>2025年12月31日現在、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出に対応するための排出権の残高は799百万ユーロ、引渡しが必要な排出権に係る引当金は822百万ユーロであった（注記32、38.3参照）。</li> </ul>
原産地保証	<ul style="list-style-type: none"> <li>この欧州のメカニズムは、再生可能エネルギー源から生成されたエネルギーの利用を促進し、供給されるエネルギーの出所のトレーサビリティと透明性を確保することを目的としている。</li> <li>スペインでは、CNMCが原産地保証制度と、発行された原産地保証の発行、監督、管理を担当している。</li> <li>企業は、現行の規則で定められた要件に従い、再生可能エネルギー発電設備で生産されたエネルギーの原産地保証を要求することができる。</li> <li>再生可能エネルギーを販売する企業は、顧客に販売した再生可能エネルギーの販売量に相当する量の原産地保証を償還する義務があり、その結果、申告された供給量が認証された発電量と一致することが保証される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>このメカニズムはエンデサの販売会社にも適用され、販売会社は販売するエネルギーの再生可能エネルギーの原産地を証明しなければならない。この点に関して、電力販売活動において原産地保証を使用しているエンデサ・グループ会社は、翌年、対応する期間に顧客に供給した再生可能エネルギー電力に関連する原産地保証を償還することが義務付けられている。再生可能資源を使用して自社施設で発電するエンデサ・グループ会社は、CNMCが発行する原産地保証を取得している。</li> <li>2025年12月31日現在、原産地保証の残高は25百万ユーロ、引渡し未了の原産地保証に係る引当金は22百万ユーロであった（注記32、38.3参照）。</li> </ul>
エネルギー効率証書 (CAE <sup>(1)</sup> 、CEE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2024年10月15日付法令19/2014は、2012年10月25日付欧州議会及び欧州理事会指令2012/27/EUで確立されたのと同じ基準に従い、年間省エネルギー目標を決定するための義務的システムを確立している。スペインでは、この目標の遵守は歴史的に以下の方法で達成されてきた： <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 国家エネルギー効率化基金（FNEE）への拠出を通じて履行される義務制度と、同基金による資金提供の対象外である各種の代替措置（税制措置、啓発活動、車両更新プログラム等）から構成される国家的制度。</li> <li>b. この義務制度は、電力・ガス供給事業者、石油製品・液化石油ガス（LPG）の卸売事業者（義務者）に対し、年間省エネ義務を課すもので、前述の国家エネルギー効率化基金（FNEE）への支払いという形をとっている。しかし2023年以降、規則により、これらの義務者は、いわゆる省エネルギー証書（CAE）を拠出することで、国家エネルギー効率化基金（FNEE）への資金拠出を自主的に補うことができるようになった。</li> </ul> </li> <li>毎年、省エネルギー目標、それに相当する金額、及び各当事者が国家エネルギー効率化基金（FNEE）に資金拠出しなければならない最低額を定めた省令が承認され、残りの義務は省エネルギー証書（CAE）の交付によって賄われる。期待されるすべての省エネルギー証書（CAE）が提供されない場合、義務者は同等の追加拠出を行わなければならない。</li> <li>フランスでは、エネルギーと気候に関する欧州連合（EU）の合意を受けて、2005年に「POPE」法が制定され、エネルギー供給事業者や燃料販売業者に対して、運輸、住宅、中小企業（SME）、農業の各セクターにおける省エネルギーの創出や融資の義務が規定された。</li> <li>フランスの義務は、当該セクターの消費者への請求に基づいて計算され、それに相当する数のエネルギー効率証書（EEC）を提出することで果たされる。</li> <li>義務者が期間終了時に義務を果たさなかった場合、15ユーロ/MWhから20ユーロ/MWhの罰金が適用される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>このメカニズムはエンデサの販売会社にも適用され、販売会社は国家エネルギー効率化基金（FNEE）に毎年拠出しなければならない。同規則は、国家エネルギー効率化基金（FNEE）に対する資金拠出の最低義務割合を定めており、企業は希望すれば、年間義務の一部をカバーするために省エネルギー証書（CAE）の提出を選択することができる。そうでなければ、国家エネルギー効率化基金（FNEE）への資金拠出により、債務全額を履行することができる（注記6参照）。</li> <li>フランスの自由化市場で支社を通じてマーケティング活動を行うEndesa Energia, S.A.U.は、義務者としてフランスのメカニズムに参加している。エネルギー効率証書（EEC）は、一次市場又は二次市場を通じて調達される。</li> <li>2025年12月31日現在、省エネルギー証書（CAE）、エネルギー効率証書（CEE）及びその他の環境証書に関する未引渡権利の棚卸資産及び引当金は、それぞれ114百万ユーロ及び41百万ユーロであった（注記32及び38.3参照）。</li> </ul>

(1) 省エネルギー証書（ESC）とは、エネルギー効率化対策の実施により、新たに1kWh相当の最終的な省エネルギーが達成されたことを証明する電子文書である。

(b) 環境目標に関連する市場メカニズムに関する会計基準

二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出権、原産地保証、その他の環境証明書の認識・測定基準は、注記3.2h.2、3.2h.3、3.2k.3、3.2k.4に概説されている。

(c) 環境目標に関連する市場メカニズムに関する会計上の影響

環境目標に関連する市場メカニズムのコスト

2025年及び2024年の連結損益計算書の「その他の変動仕入及びサービス」に含まれる、環境目標に関連した市場メカニズムに関する営業費用の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	12月31日 2025年	12月31日 2024年
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出権の消費	11.3	830	726
GO（原産地保証）その他の環境証書付きエネルギーの消費	11.3	35	45
<b>合計</b>		<b>865</b>	<b>771</b>

エンデサが環境コンプライアンス義務で使用している二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠、原産地保証、その他の環境証明書の数は以下のとおりである：

	注記	2025年		2024年	
		二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠（千トン）	GO（原産地保証）その他の環境証書（GWh）	二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠（千トン）	GO（原産地保証）その他の環境証書（GWh）
<b>期首残高</b>		<b>9,426</b>	<b>25,429</b>	<b>10,974</b>	<b>19,233</b>
自家発電		-	16,661	-	16,222
仕入		10,349	14,946	10,007	16,229
販売		-	-	-	-
償還	32.1、32.2	(9,882)	(27,970)	(11,555)	(26,255)
<b>期末残高</b>		<b>9,893</b>	<b>29,066</b>	<b>9,426</b>	<b>25,429</b>

#### 環境目標に関連する市場メカニズムの費用を賄うための引当金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、管轄当局への提出義務に関連する二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠、原産地保証及びその他の環境証明書の費用を賄うための引当金の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠に対する引当金	38.3	-	822	-	716
GO（原産地保証）その他の環境証書に対する引当金	38.3	-	63	-	58
<b>合計</b>		<b>-</b>	<b>885</b>	<b>-</b>	<b>774</b>

単位：百万ユーロ

	<注記	2024年12月31日現在残高	割当	償還	振替及びその他	2025年12月31日現在残高
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠に対する引当金	38.3	716	830	(725)	1	822
GO（原産地保証）その他の環境証書に対する引当金	38.3	58	35	(30)	-	63
<b>合計</b>		<b>774</b>	<b>865</b>	<b>(755)</b>	<b>1</b>	<b>885</b>

## 5.2.地政学的状況

2025年は、世界の地政学的環境は極めて不安定となり、主要国間の分断や緊張の高まりが顕著な年となった。このシナリオは、国際エネルギー市場、特に欧州連合（EU）の供給安全保障に直接的な影響を及ぼし、エネルギー移行の目標に沿った、より強靱で多様なエネルギーシステムに向けて前進する必要性を強めている。

年間を通じて、ウクライナ紛争の継続や中東など様々な戦略的地域における緊張がエネルギー市場の変動を持続させ、サプライチェーンの再構築を加速させる一因となった。ロシアの欧州向けガス輸出の急激な縮小は、欧州のエネルギー地図に構造的な変化をもたらし、サプライヤーの多様化と代替輸入インフラの強化を促した。

こうした状況の中で、エネルギー安全保障はEUの戦略的優先事項として確立されてきた。年初にウクライナを経由するロシアのガス輸送が全面的に中断されたことに加え、代替天然ガスの輸入に依存するようになったため、エネルギーシステムの回復力を強化することを目的とした対策、特に地域間相互接続の拡大、重要インフラの整備、再生可能エネルギーへの移行と電化の加速化が推進された。

これと並行して、欧州委員会は、物理的リスク、サイバーリスク、気候変動リスクに対処するため、エネルギー安全保障の枠組みを見直すことを目的としたロードマップを発表し、専門機関は、安定供給を確保するための重要な要素として、デジタル化と分散型貯蔵の強化を推奨した。

最後に、2025年は、欧州のエネルギー政策に対する信頼を失墜させることを目的とした、人工知能（AI）を利用した偽情報キャンペーンが急増した年でもあり、サイバーセキュリティと情報保護を欧州大陸のエネルギー戦略に組み込む必要性が浮き彫りになった。

欧州証券市場監督局（ESMA）の勧告に従い、エンデサは潜在的なリスクを管理する目的で、ロシア・ウクライナ及び中東における紛争に起因する状況と推移を継続的に監視している。同様に、連結財務諸表に及ぼす可能性のある影響の見積りを更新するために、マクロ経済、金融、商業面の環境変数及び現行の規制措置の変化を監視している。この分析は下記の2025年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表の注記に記載されている。

側面	注記	内容
規制の枠組み	6	紛争及び現在の環境の経済的・社会的影響に対応してEU及び各国当局が採用した規制措置
非金融資産の減損	3.2e.3、21.3、24.3、25.1	現在の状況の監視
棚卸資産	32	「テイク・オア・ベイ」条項のある契約における経済的背景の影響
引当金	38	使用したマクロ経済の数理計算上の仮定。
金融商品	36.1.6、42	金融資産のビジネス・モデル及び契約上のキャッシュ・フローの特性の変更、並びにカテゴリ間の振替。エネルギー商品デリバティブの評価と決済の進化、金融商品の詳細、ヘッジ会計の適用に関する規則で定められた基準の遵守。
金融債務	42.3	金融債務の詳細
エネルギー商品の価格リスク	43.3	感応度分析。エネルギー及びその他の商品市場における電力及びガス価格の動向
流動性リスク	42.4、43.4	流動性ポジションの詳細
信用リスク	43.5	金融資産の減損の分析
集中リスク	43.6	サプライチェーンレベルでの供給と契約履行における潜在的な遅延の分析
公正価値測定	46	公正価値で評価される金融資産及び金融負債の詳細

2025年、エンデサは、不確実な地政学的シナリオに直面する中で、事業運営上の回復力を高め、エネルギー移行における役割を強化することを目的とした一連の堅固な対策を通じて、エネルギー安全保障戦略を強化した。これらの行動は、2025年の地政学的課題に沿った、安全で持続可能かつ信頼性の高いエネルギーへのエンデサのコミットメントを反映したものであり、公正かつ強靭なエネルギー移行に向けたものである。

上記に従い、2025年12月31日に終了する事業年度において、この状況から生じる影響は、営業総利益（EBITDA）や営業利益（EBIT）に大きな影響を及ぼしていない。

常に進化し続ける状況の中で、エンデサは潜在的な影響について最も正確な評価を提供するため、マクロ経済及びビジネスの変数をリアルタイムで継続的に監視している。

### 5.3.イベリア半島におけるエネルギー供給の中断

2025年4月28日12時33分頃、スペインの電力系統で重大な事故（「ゼロ」と呼ばれる状態）が発生し、イベリア半島全域と南フランスの一部地域への電力供給が中断された。

停電は、半島の国土とポルトガルの様々な地域に、様々な強度と持続時間で影響を及ぼしたが、発電・配電会社、特にエンデサ・グループに属する会社の行動により、事態の深刻さと激しさを考慮すれば、妥当な期間内にサービスを復旧させることができた。

この事故後、政府は「2025年4月28日に発生した電力危機の状況分析委員会」の設立を発表し、エンデサを含む同セクターの企業と会合を持ちながら様々な調査作業を行った。同委員会は2025年6月17日に報告書を発表した。報告書は安全保障理事会に提出され、その承認と閣僚理事会での審議が行われた。委員会の結論は、その全容は明らかにされていないが、この事故には、システムの運用上の欠陥や、一部の発電所が義務を果たせなかったことなど、複数の原因があったと断定している。

「系統運用者」であるRed Eléctrica de España, S.A.（REE）や電気エネルギー会社協会（AELEC）など、このセクターで影響を受けた他の企業は、2025年4月28日の事故の原因について独自の報告書を作成した。しかし、そこに含まれる結論には大きな食い違いがある。

同様に、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）、欧州委員会、欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）など、いくつかの機関が事故原因について独自の調査を開始しており、現在も調査継続中である。

そのため、現時点では2025年4月28日に発生した事故の原因を明確かつ客観的、決定的な方法で特定することは不可能であるが、入手可能な専有情報又は公開情報、及びエンデサが実施した調査結果に基づき、全ての証拠から、供給の中断がエンデサ・グループの会社が所有する発電設備又は配電設備に起因する可能性はあり得ないことが確認されている。

本連結財務諸表の発行承認日までに、エンデサ・グループ各社は関連する第三者からの法的請求を受けていないため、これに関して会計上の引当金は計上していない。

## 注記6.セクター規制

### 6.1.スペインにおける規制の枠組み

2013年12月26日付電力セクターに関する法律24/2013は、1997年11月27日付法律54/1997を廃止し、これに代わるもので、電力セクターの新たな基本的規制の枠組みと、活動及び代理人のスキームを確立した。この枠組みの主な側面は以下のとおりである：

- 電力系統は、経済的・財政的持続可能性という基本原則によって管理されており、収益がそのコストを完全にカバーするのに十分であることが保証されている。系統コストは、送配電網のアクセス料金（送電・配電両事業の報酬をカバーする目的の託送料金）、その他の費用項目の財源として設定される各種賦課金、国家一般予算（PGE）からの拠出、並びにその他の適用可能な収入源や財務メカニズムにより賄われる。

加えて：

費用の増加又は収益の減少は、同等の費用の削減又は収益の増加によって相殺されなければならない。過年度の未払金を返済するために指定された費用項目がある限り、料金を引き下げることはいかなる場合でもできない。

2014年以降、一時的な不均衡は系統の年間見積収益の2%（又は累積ベースで5%）を上限とする。一時的な不均衡と乖離は、決済システム内の全ての主体が、受けるべき補償に比例して資金を調達する。合意された限度額を超えた場合、タリフ又は料金はそれに応じて調整される。この制限の範囲内であれば、不均衡が生じた場合、金融機関は、市場金利と同等の利率で、その後5年間にわたって出資金を回収することができる。

各年のPGEは、その年の非半島領土（NPT）の電力系統の報酬の50%を融資する。

- 活動報酬の面では、NPTにおける送電、配電、発電、再生可能エネルギーによる発電、高効率熱電供給、廃棄物発電技術の報酬は、効率的でよく管理された企業のコストを考慮したものになると、この枠組みは定めている。報酬パラメータは、経済の循環的性質、電力需要、6年間の規制期間におけるこれらの活動の適切な収益性を考慮して設定される。同法は、第1規制期間（2019年12月31日まで）の資産報酬率を定めた。2020年1月1日から始まる第2規制期間については、2019年11月20日付スペイン国家市場競争委員会（CNMC）通達2/2019により、送配電事業に対する財政的報酬率が定められている。一方、追加報酬制度の下でのNPTにおける発電活動、及び特定の報酬制度の下での再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物発電技術による発電活動は、2019年11月22日付勅令17/2019により制定されている。
- 特定の技術に関する特別な規定を除き、通常制度と特別制度の下での発電に区別はない。
- ほとんどの国内消費者に適用される料金体系は、小口需要家のための自主価格（PVPC）である。一方、最終保障料率（TUR）は、脆弱な消費者や、PVPCの基準を満たしていないにもかかわらず、一時的に規制緩和市場の供給事業者と有効な契約を結んでいない消費者のために確保されている。

この基本法に加え、2012年以降、規制業務の赤字を削減し、制度の財務的安定性を確保するためのいくつかの規定が承認されている。注目すべきは、電力系統の財政的安定性を保証するための緊急措置を採択した2013年7月12日付勅令9/2013で、特に再生可能エネルギー、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物発電施設、送配電事業に対する報酬制度が変更されていることである。

同様に、2013年1月1日より施行されているエネルギーの持続可能性のための財政措置に関する2012年12月27日付法律15/2012を参照する必要がある。具体的には、以下の税金が導入された：

- 総収益の7%に相当する、発電に対する一般税。当該税金はその後数回暫定的に中断されている。
- 使用済み核燃料と放射性廃棄物の製造と集中保管に対する課税。
- 水力発電に対する課税は、2021年4月19日の最高裁判決を受け、2022年4月8日付法律7/2022によって修正された。この税金は収益の25.5%に相当し、容量50MW以下の施設は92%、50MW以上の揚水発電施設は90%減額される。より広範なエネルギー政策上の理由からインセンティブを必要とする特定のタイプの発電や施設に対する将来の規制によって、さらなる削減が導入される可能性がある。
- 発電用の天然ガス、石炭、重油、ディーゼルの使用に課される「グリーンセント」税は、2018年10月5日付勅令15/2018により、後に特定のケースで廃止された。

この法律の規定によれば、これらの税金から徴収される収入は、温室効果ガス排出権オークションからの収入とともに、電力系統の費用に充てられる。

これらの一般的な措置に加え、政府は電力供給に関連する様々な活動を規定する様々な規制を承認した。

さらに、エネルギー移行プロセスの一環として、また、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の機能をEU規制に合わせるため、政府は既存の規制枠組みに対する一定の修正を承認した。

**2019年1月11日付勅令1/2019は、電力及び天然ガスの域内市場に関する共通規則に関する2009年7月13日付欧州議会及び理事会指令2009/72/EC及び2009/73/ECに関し、CNMCの権限を欧州共同体法に由来する要件に適合させるための緊急措置に関するものである。**

2019年1月12日、欧州当局からの要請を受け、CNMCの権限をEU法に適合させる目的で、この勅令法が官報（BOE）に掲載された。

この勅令法に基づき、CNMCは、天然ガス及び電力の送配電網、液化天然ガス（LNG）プラントのアクセス料金の構造、メソドロジー、具体的な数値など、様々な側面を通達を通じて承認する責任を負っている。また、ガスと電力の送配電事業、液化天然ガス（LNG）プラント、系統運用者、ガスシステムの技術管理者の報酬を決定するためのメソドロジー及びパラメータについても規定している。さらに、送配電事業の収益率を政府が定めた上限内で設定している。

環境移行・人口問題省（MITECO）は、CNMCが遵守しなければならない一連のエネルギー政策ガイドラインを承認する任務を負っている。これらは、供給の安定性、システムの経済的・財政的持続可能性、供給の独立性、大気の質、気候変動の緩和、需要管理、将来の技術選択、エネルギーの合理的利用といった側面をカバーしている。MITECOは、料金体系、規制活動の報酬、アクセス及び接続条件、電力・ガスシステムの運営規則など、エネルギー政策に影響を及ぼす可能性のあるCNMC通達を承認する期限を1カ月としている。紛争が発生した場合は、協力委員会を設置して解決を図る。

CNMCの新機能は2020年1月1日に正式に発効した。さらに、勅令法発効前に開始された手続や、開始時期にかかわらず2019年より前の年度に関する手続は、従前の規定に基づいて処理される。

勅令法はまた、電力セクターに関する2013年12月26日付法律24/2013の一部を修正するものである。勅令法に基づきCCMCが決定する送配電事業に対する財政的報酬率については、政府はその上限を法的に定める。この限度額は、各規制期間の開始前年の5月以前24カ月間の10年物スペイン国債を基準とし、各規制期間中に追加的な差額が設定される。新しい期間の開始時に上限が設定されていない場合、前の規制期間の上限が延長されたものとみなされる。そうでない場合は、前期の財政的報酬率が適用される。

非半島領土（NPT）における追加報酬制度下の発電活動については、財政的報酬率は政府が決定する。この料率は、各規制期間の開始前に、各新規規制期間の開始前年の5月以前24カ月間の10年物スペイン国債に基づき、規制期間ごとに法律で定める差額を加えて調整することができる。新しい規制期間の開始時に財政的報酬率が設定されていない場合は、前期の率が延長されたものとみなされる。

最後に、再生可能エネルギー、高効率熱電供給、廃棄物発電設備で、特定の報酬制度がある場合、合理的な収益率の根拠は、法律で義務付けられているように、各規制期間の審査プロセスで、設備の規制期間の残りの期間、調整することができる。

2019年1月11日付勅令1/2019に基づく職務の一環として、CNMCは以下を含む様々な規定を承認した：

- 2019年11月12日付け通達第2/2019号の電気及びガスの財政的報酬率について：第2規制期間（2020-2025年）の財政的報酬率に関するこの通達では、送配電事業について5.580%（2020年は6.003%）という値が設定されている。第3規制期間（2026-2031年）については、2025年12月22日付通達9/2025で財政的報酬率が6.58%に設定された。
- 卸電力市場の機能とシステムの運用に関する2019年11月20日付通達3/2019：この通達は、卸電力生産市場の機能と電力系統の運営を管理するメソドロジーをカバーしている。その目的は、様々な時間軸のエネルギー市場（先渡市場、前日市場、時間前市場、需給調整市場、電力系統混雑解消市場を含む）の規制を確立し、系統運用の技術的側面のメソドロジーを定義することである。

- 配電報酬のメソドロジーに関する2019年12月5日付通達6/2019：配電事業の報酬メソドロジーに関する本通達は、2020-2025年の第2規制期間における報酬のパラメータ、基準、方法を定めるものである。これは新しい報酬計算式を導入し、2013年12月27日付勅令1048/2013の要素を再編成し、新たな要素を追加するものである。また、損失、品質、不正行為に関連するインセンティブの一部も修正される。第3規制期間（2026-2031年）については、2025年12月22日付通達8/2025により、活動に対する新たな報酬メソドロジーが制定された。この新しいメソドロジーは、投資と運用・保守コストを共同で考慮するモデル（「TOTEXモデル」）への移行を意味し、過剰投資を回避し、システムのコストの財政的実行可能性を確保することを目的として、報酬の一部を割り当て容量の進化にリンクさせるメカニズムを導入している。同様に、一部の報酬項目が簡素化され、損失削減と品質に対する現行のインセンティブが見直される。
- 送電網及び配電網へのアクセス料金の計算方法に関する2020年1月15日付通達3/2020は、2025年1月28日付CNMC通達1/2025により、2025年2月5日に改正された。
- 2021年1月20日付通達1/2021は、発電施設の送配電網へのアクセス及び接続のメソドロジー及び条件に関するもので、アクセス能力の評価と許可の手續、期限、基準について規定している。また、プロセスの透明性を向上させることを目的とし、プロジェクトの完了を確実にするためにプロジェクトの進捗状況を監視する措置も含まれている。この通達は2024年9月27日付CNMC通達1/2024により改正された。更新版は、電力需要設備の送配電網へのアクセス及び接続のメソドロジー及び条件を定めたもので、2024年10月11日に官報で公表された。
- 2019年10月23日付文書1/2019は、規制対象企業の負債水準と経済・財務能力を評価するための財務比率を定義している。これらの比率の具体的な値を推奨し、一定の閾値を下回ると報酬に影響を及ぼす可能性のあるグローバル比率指数を導入している。その適用範囲には、電力とガスの両セクターにおける送配電事業が含まれる。さらに、所有権取引の分析については、電力セクターのNPTで操業する企業や、炭化水素セクターの企業にも適用される可能性がある。この文書に基づき、CCMCは前述のグローバル比率指数の値を承認している。直近の承認は2026年分で、2025年12月2日の決議で承認された。

後述するように、2024年1月、国家エネルギー委員会（CNE）をエネルギーセクターに関連する事項の分析に焦点を当てた専門機関として復活させることを目的とした暫定法案の行政手續が開始された。

## 配電からの報酬

2013年12月30日、2013年12月27日付勅令1048/2013が公布され、2013年7月12日付勅令9/2013及び2013年12月26日付法律24/2013に定められた規定の実施に伴い、配電事業に対する報酬の算出メソドロジーが制定された。その目的は、スペイン全土で標準化された基準のもと、同システムにとって可能な限り低いコストで適切な収益を確保する、安定した予測可能なメソドロジーを確立することである。このメソドロジーの主な点は以下のとおりである：

- 非償却サービス資産への投資は、その正味価値と、10年国債に200ベース・ポイントを上乗せした財政的報酬率を考慮し、資産の運用・維持に加えて報酬が支払われる。
- 検針、契約、アクセス料金の請求、債務管理、ネットワークに接続している顧客への電話サポート、公道占有料、構造的コストなど、配電事業を行うためのコストが報酬として支払われる。
- インセンティブと罰則は、供給品質の向上、配電網の損失削減、不正行為削減のための新たなインセンティブに含まれている。
- 特定の地域や地方の規制によって発生する追加費用は、電気料金ではカバーされない。
- n年目に稼動した施設に対する報酬の徴収は、n+2年目の1月1日から開始され、財務コストが認識される。
- 投資の管理メカニズムを確立する。したがって、認可された投資額の上限は、当該セクターの国内総生産（GDP）の合計0.13%に制限されている。配電会社は、年次及び複数年にわたる投資計画を環境移行・人口問題省（MITECO）に提出して承認を得る必要があり、影響を受ける自治体からの好意的な報告書も必要となる。また、定められた基準からの逸脱にも制限が課される。追加費用の一部のみが認識されるが、これは適切に正当化され、監査されなければならない。さらに、計画された提案に従わない場合は投資額が減額され、予見可能であり、系統に負担をかけないことを条件に、施設建設を前倒しする可能性が設けられる。

この勅令法で定められた枠組みは、最初の規制期間が開始された時点で発効し、それまでは2013年7月12日付勅令9/2013で定められた経過措置が適用される。

2015年11月28日、2015年11月27日付勅令1073/2015が官報（BOE）に掲載され、送電網の報酬を規定する勅令（送電については2013年12月27日付勅令1047/2013、配電については2013年12月27日付勅令1048/2013）の諸規定が改正された。その他の点では、2015年11月27日付勅令1073/2015が、2015年3月30日付の経済指標撤廃に関する法律2/2015に従い、消費者物価指数（CPI）に基づく単価の年次更新を廃止した。

2015年12月12日、2015年12月11日付省令IET/2660/2015が公布され、分配報酬の算定に考慮すべき標準的な設備と単価が定められた。この省令により、2016年1月1日から最初の規制期間が開始される。

2016年6月17日、2016年6月10日付省令IET/980/2016が官報に公布され、2016年の配電事業に対する報酬が定められた。2017年9月15日、資源・請求・司法行政関係総局からの通達官報に掲載され、2016年6月10日付命令IET/980/2016の公益に対する有害性を宣言する手続を開始した産業・エネルギー・観光・情報通信省からの命令の審理手続を通知した。これにより、2016年6月10日付命令IET/980/2016が公共の利益に有害であると宣言する手続が開始された。これと並行して、2020年9月21日、2020年9月15日付命令TED/865/2020が官報に公布され、2016年の配電事業に対する報酬に関するいくつかの最高裁判決が執行された。エンデサの場合、ibaseパラメータ（i社について、基準年の12月31日までに稼働を開始した設備のうち、第三者から融資を受けて移管された設備の数量を1つに補完したものを反映した係数）に新しい値が設定される。公益に反する行政行為に対する審査請求が開始された後、最高裁判所は部分的に有利な判決を下し、これに基づきMITECOはこの判決を執行するための命令案の手続を開始し、最終的に2022年5月31日付命令TED/490/2022として承認され、2020年9月15日付命令TED/865/2020の影響も考慮された。

2022年8月3日、2022年7月27日付命令TED/749/2022が公布され、2016年度の配電網の損失削減に対する奨励金又は罰金を承認し、複数の配電会社に対する2016年度の基本報酬を修正し、2017年度、2018年度、2019年度の配電会社に対する報酬を承認した。この省令は、2017年から2019年までの報酬額を定めるものであり、全ての投資及び運営・維持項目に対する報酬は含まれていない。当社はこれらの項目が適切に正当化されると考え、対応する争訟行政訴訟を最高裁判所に提起し、同裁判所は2025年10月24日に判決を下した（注記52参照）。

2019年1月11日付勅令1/2019に従い、2020年度以降の報酬メソドロジーがスペイン国家市場競争委員会（CNMC）により定められている。

この点に関して、前述の委員会は2019年12月5日付で、配電の報酬メソドロジーに関する通達6/2019を承認した。通達の目的は、2020-2025年の第2規制期間における配電の報酬に関するパラメータ、基準、メソドロジーを確立することである。これには、2013年12月27日付勅令1048/2013からいくつかの項目を再編成し、他の項目を新設した新しい報酬計算式が含まれる。また、損失、品質、不正行為に関連するインセンティブの一部も修正される。2026年から2031年までの第3規制期間に関しては、2025年12月30日、2025年12月22日付通達8/2025が官報（BOE）に掲載され、同活動に関する新たな報酬メソドロジーが制定された。この新しいメソドロジーは、投資と運用・保守コストを共に考慮するモデル（「TOTEXモデル」）への移行を意味し、過剰投資を回避し、システムのコストの財政的実行可能性を確保することを目的として、報酬の一部を割り当て容量の進化にリンクさせるメカニズムを導入している。同様に、一部の報酬項目が簡素化され、損失削減と品質に対する現行のインセンティブが見直される。

上記により、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は配電事業の報酬を承認している。そのため、2024年8月12日、配電施設を所有する企業に対する2020年までの報酬を定めたCNMCの2024年7月31日付決議が官報に公布された。同様に、2025年3月3日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2025年2月17日付決議が官報（BOE）に掲載され、2021年の配電設備を所有する企業に対する報酬が定められた。同様に、2025年11月14日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2025年11月6日付決議が官報（BOE）に掲載され、2022年の配電設備を所有する企業に対する報酬が定められた。

2020年から2025年の期間に適用される財政的報酬率については、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）が2019年11月12日付通達2/2019により算定方法を定めており、電力の送配電事業に関しては5.580%（2020年は6.003%）の水準が設定されている。2026年から2031年の第3規制期間については、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2025年12月22日付通達9/2025により報酬率が設定され、2025年12月30日付官報（BOE）に掲載された。当該報酬率は6.58%とされている。

さらに、2024年2月1日、CNMCの2024年1月18日付決議が発表され、送配電事業者が送配電以外の活動で光ファイバーを使用した場合の年間報酬の調整に関する計算メソッドロジーが定められたことにも留意する必要がある。これに伴い、2024年7月13日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2024年6月27日付決議が官報（BOE）に掲載され、2020年、2021年、2022年、2023年、2024年の調整と、2025年2月10日の2025年の調整に対応する調整が定められた。同様に、2025年12月31日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2025年11月18日付決議により、2026年の対応調整が公表された。

2025年2月、環境移行・人口問題省（MITECO）は、高圧送電線への衝突や感電から鳥類を保護するための対策を定めた勅令案の協議（コンサルテーション）を開始した。これらの対策には、風力タービンでの死亡事故防止も含まれており、高圧送電線への衝突や感電死から鳥類を保護するための対策を定めた2008年8月29日付勅令1432/2008を廃止するものである。

2025年7月4日、2025年6月24日付勅令534/2025が官報に掲載され、戦略的脱炭素化プロジェクトのための送電網への投資に対する復興・変革・回復計画（PRTR）基金からの直接助成が規定された。この勅令は、エネルギー・インフラの強化、グリーン水素の利用促進、再生可能エネルギーの統合促進、エネルギー貯蔵の強化を目的とし、931百万ユーロの予算を計上している。対象となる活動は、2026年までの電力網計画に含まれ、2024年1月1日から2026年8月31日の間に開始される必要がある。さらにこの勅令には、2021年、2022年、2023年のデジタル化投資プロジェクトについて、2021年12月21日付勅令1125/2021に基づき補助金を申請していた配電会社に対する追加情報義務が盛り込まれており、この枠組みは前年度の余剰資金を利用して2025年まで延長される。

最後に、2025年9月12日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、2030年までの送電網の投資計画を規制する勅令案の公開協議を開始した。この草案では、新たなエネルギー移行の状況に適應させるため、現行の上限を一定額上回る系統投資の増額を認めている。2026年から2030年までの期間については、この金額は総額7,700百万ユーロ（年間1,540百万ユーロ）に設定されている。この金額を一定の範囲内で配分できる一連の投資タイプが特定されている。

2025年12月31日現在、この規定に基づき計上されている金額は注記9.1に記載されている。

### 非半島領土（NPT）の電力系統

非半島領土（NPT）の電力系統で実施される電力供給活動は、その地域的位置の特殊事情に対処する特定の規制の対象となる。この特別規制は当初、2003年12月19日付勅令1747/2003及び2006年3月30日付省令によって制定された。

非半島システムの規制の枠組みの主な特徴は、これらのシステムの特殊性により、イベリア半島の状況とは異なり、発電が規制された報酬活動として構成されていることであった。

2013年10月30日、2013年10月29日付官報（BOE）に、NPTの電力系統における供給を保証し競争を促進するための法律17/2013が公布された。これには以下のような側面が含まれている：

- 安全上の理由と技術的・経済的効率性から、NPTの電力系統における新規発電設備には、需要を確実にカバーするために必要な電力値を超えても、半島市場の価格を上回る追加報酬制度が認められる場合がある。
- 追加報酬又は割増金制度は、NPTの電力系統において、その系統の発電容量割合が40%を超える企業又は事業グループが所有する新規設備については認められない。ただし、再生可能エネルギー導入のための容量オークションで落札された設備のうち、行政認可を受けているもの、又は事前割当報酬登録簿に登録されているものについては例外とする。さらに、稼働中のプラントの更新や効率改善を目的とした投資で、容量の増加をもたらさないもの、或いは設備を促進する他の利害関係者がいない場合は例外とされる。
- 新規施設や既存施設の改築による追加報酬制度の取得には、暫定的な行政認可を得る前に、良好な適合性決議（favorable compatibility resolution）を得る必要がある。
- 供給安全の確保や再生可能エネルギーの統合を目的とした揚水発電施設の所有権は、系統運用者に帰属する。その他の場合は、競争手続を実施する。上記にかかわらず、2013年3月1日以前に水力開発の委譲を付与した企業、又は行政認可を取得し、本規則発効時点で試運転の認可を取得していない企業は、投資額の10%の保証を提示し、実行スケジュールを遵守することを条件に、所有権を保持する。
- 再ガス化プラントの所有権はテクニカル・システム・マネージャーが独占的に所有し、影響を受ける施設は6カ月以内に市場価格で譲渡されなければならない。施設が行政認可を受けていない場合、価格は2013年3月1日までに実質的に発生した費用総額に限定される。

- 燃料費に関連する報酬の考え方は、競争、透明性、客観性、無差別の原則を遵守するメカニズムを通じて確立される。
- 新規グループの認可に先立ち、その設備が系統運用者の定める技術基準及びコスト削減のための経済基準に適合していることを判断するため、エネルギー政策・鉱山総局による適合決議が必須となる。
- NPTの電力系統の設備に対する報酬を減額する可能性は、発電設備に起因する可用性、供給の安定性、品質供給指標の大幅な低下の場合に規定されている。さらに、リスクのある状況での供給を確保するため、電力系統への政府介入の可能性を強めている。

2015年8月1日、NPTにおける発電に関する2015年7月31日付勅令738/2015が官報に公布された。この勅令は、発効まで施行されていたものと同様の体制を確立し、投資及び固定的な運転・保守費用を含む固定費に対する報酬と、燃料及び変動的な運転・保守費用を補うための変動費から構成され、これらのシステムのコストには、エネルギーの持続可能性に関する財政措置に関する2012年12月27日付法律15/2012から生じる税金も考慮されている。本システムの効率を向上させるために、メソドロジーの一部を変更している。この勅令は、2013年10月29日付法律17/2013にすでに盛り込まれている、これらのシステムにおける供給を保証し競争を促進するための側面も取り上げている。その他の規定では、前述の2013年10月29日付法律17/2013により導入された良好な適合性決議を得るための競争手続が規定されている。

勅令の発効は2015年9月1日とされているが、一定の措置については2012年1月1日からの経過措置期間が認められている。第11条の追加規定によれば、その完全かつ決定的な効力は、共同体法との適合性に関する欧州委員会からの異議申し立てがないことを条件とする。この点に関して、欧州委員会は2020年5月28日、勅令で定められた制度を承認し、それが一般的経済的利益のサービスの基準を満たしており、域内市場に適合していると結論づけた。この制度は当初、バレアレス諸島については2025年12月31日まで、カナリア諸島、セウタ及びメリリヤについては2029年12月31日まで承認されており、スペイン王国はそれ以前の継続を要請することができる。

電力セクターに関する2013年12月26日付法律24/2013に従い、認識された純投資に対する財政的報酬率は、セカンダリー・マーケットにおける10年物国債利回りを参照し、適切な差額を上乗せしたものとなる。最初の規制期間（2019年12月31日まで）は、2013年4月、5月、6月の3カ月間の10年物国債のセカンダリー・マーケットにおける相場の平均利回りに200ベース・ポイントを上乗せした利回りに相当する。2020年1月1日より、2019年11月22日付勅令17/2019「電力系統に影響する報酬パラメータの必要な適応のための緊急措置及び火力発電所の活動停止に対応する措置」に従い、2020-2025年の報酬率は5.58%に設定されており、2020年に相当する値は6.003%だった。次の2026-2031年に関しては、2025年12月24日、2025年12月23日付勅令16/2025が官報（BOE）に公布され、いくつかのエネルギー関連措置の中で特に財政的報酬率を6.58%に設定している。しかし、この勅令は国会で批准されていないため、失効している。最終的に、2026年2月4日、2026年2月3日付勅令2/2026が官報に掲載され、税制及び地域金融システムの財源に関する社会的脆弱性の状況に対処するための緊急措置が採択された。この措置には、2025年12月23日付勅令16/2025に盛り込まれた措置の一部が含まれており、なかでも非半島領土（TNP）の発電に対する財政的報酬率を6.58%に設定した。本連結財務諸表作成日現在、この勅令は下院による承認待ちである。

2019年12月28日、2019年12月26日付命令TEC/1260/2019が官報で発表され、次の2020-2025年の規制期間におけるNPTの発電グループの報酬に関する技術的・経済的パラメータが改訂された。この命令は、2015年7月31日付勅令738/2015ですでに概説されたメソドロジーを適用し、NPTの発電グループの報酬を決定する様々な技術的・経済的パラメータについて、2020年から2025年の第2規制期間に適用される新たな値を定めるものである。

燃料価格に関しては、2020年8月7日、2020年8月4日付命令TED/776/2020が官報に公布され、2020年1月1日から適用される燃料価格の決定に使用される製品価格及び物流価格が改定された。なお、最高裁判所は2021年11月16日、この命令に対するエンデサの上訴に対して裁定1337/2021を下し、国家管理局（MITECO）に対し、6カ月以内に燃料オークションを規制する新たな省令を発行するよう命じた。

これに伴い、2022年12月30日、NPTにおける燃料供給オークションの規制の必要性やその他の技術的側面に関する2021年11月16日付最高裁判決1337/2021を実施する命令TED/1315/2022が発表された。同令は、燃料オークションの実施手順を定めたもので、2年に1度、発電所に納入される製品（バレアレス諸島のガスの場合は原料）を対象とする。オークションは、参照価格を10%（天然ガスの場合は3%）引き上げることによって得られる最初の価格を基礎とするダッチオークションとして実施される。この価格は、オークションが実施されるまで適用され、オークションが不成立となった場合やオークションが中止された場合にも適用される。天然ガスの参照価格は、イベリア・ガス市場（MIBGAS）の価格となる。

同時に、その他の燃料については、一連の国際的な指標に基づいて定義され、該当する場合にはプレミアムが加算される。また、発電所への製品配送にかかる物流コストも認められており、これは3年ごとに見直される可能性がある。さらに、カナリア諸島とメリリャでは天然ガスを、カナリア諸島では液化石油ガス（LPG）を、その他の汚染度の低い燃料とともに使用することも取り入れられている。

さらに、2023年6月13日付勅令446/2023は、小口需要家のための自主価格（PVPC）の算定メソドロジーを修正するもので、NPTの発電に関する規制の一部を以下のように変更した：

- 2023年1月1日以降、燃料費補正係数は廃止される。
- 2023年7月1日より、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠の報酬算定において、施設からの実際の排出量を考慮するための相関係数が導入される。
- 供給の安定性を確保するための特別措置の採用から生じる経済的影響については、これらの措置が承認された年度の電力セクターの規制活動の決済終了から、当該年度の最終決済の承認日までの遅延について、50ベース・ポイント引き上げられた1年物EURIBORにしたがって金融費用が認識される。

2024年5月10日には、2024年5月8日付命令TED/430/2024が公布され、燃料としての液化石油ガスの価格計算方法が定められ、NPTに立地する発電施設に対する追加報酬制度のための新たな標準施設が定義された。この命令には、カナリア諸島のNPTで使用される液化石油ガス（LPG）の計算メソドロジーが含まれている。さらに、2015年8月31日付勅令738/2015で規定された競争プロセスにおいて、ガスエンジンの新たな標準設備が導入された。

2024年7月4日、官報はエネルギー担当長官による決議を公布し、2015年7月31日付勅令738/2015で規定された、NPTの電力システムに対する追加報酬制度の承認に向けた、これらの地域の電力需要を満たすための良好な適合性決議の授与に向けた競争プロセスを求めた。系統運用者が作成したカバレッジレポートによると、2028年には合計1,361MWの電力をカバーする。これらのニーズをカバーするための申請書の提出期限は2024年10月5日で、エネルギー政策・鉱山総局は6カ月以内に決議を出さなければならなかった（2025年4月5日まで）。この手続の中で、2024年12月23日、MITECOは、競争手続において受理された申請と除外された申請の最終リストを承認する決議を承認し、公表した。最終的に2026年2月3日、入札を決定する決議が承認された。この決議に従い、53件のエンデサ・プロジェクトが、既存グループの拡張に相当する良好な適合性ステータスを付与され、うち9件には延命投資が含まれている。同決議に従い、追加投資の有無にかかわらず、既存グループの拡張からなるプロジェクトで、良好な適合性決議が得られていないものは、供給保証への影響に関する系統運用者の報告を条件として、報酬が維持される。

2025年3月6日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年2月21日付決議が官報（BOE）に掲載された。この決議は、エンデサが所有する追加報酬制度のある設備の2020年度の発電コストの最終額を承認するものである。

最後に、2026年1月27日、2026年1月26日付命令TED/30/2026が官報に掲載され、2026年から2031年までの規制期間中、非半島領土（TNP）での電力生産に対する追加報酬の算定に使用される技術的・経済的パラメータが定められた。

### 再生可能エネルギー資源、熱電併給（コージェネレーション）及び廃棄物から生じた電力生産

2014年6月6日付勅令413/2014は、電力システムの財政安定性を確保するための緊急措置を採択した2013年7月12日付勅令9/2013及び電力セクターに関する2013年12月26日付法律24/2013に続き、再生可能エネルギー、熱電併給（コージェネレーション）、廃棄物による発電施設に対する新たな報酬制度を承認した。

この新しいメソドロジーは、従来の規制料金制度に代わって、10年国債の平均利回りに300ベース・ポイントを加えた税引前利益率として設定された合理的収益性の概念を適用する新しい枠組みである。この新しい枠組みでは、市場価格で評価されるエネルギー販売に対する報酬に加えて、施設は、適切な場合には、投資報酬と呼ばれる市場でのエネルギー販売によって回収できない、定義された標準的な設備ごとの投資コストをカバーする設備容量単位あたりの支払と、運用報酬と呼ばれる、該当する場合には、運用コストと標準的な設備の生産市場への参加による収入との差額をカバーする運用に対する支払からなる特定の報酬を受け取ることになる。

新しい補償制度は、既存の施設と新設施設の両方に適用される。新規設置の場合、特定の報酬体系の付与は競争手続によって確立される。

NPTの発電コスト削減のために投資奨励金が設けられる。

規則には、様々な報酬パラメータを見直すための条件も記載されている。これらは、6年ごと、3年ごと、又は毎年、該当する場合にのみ変更することができる。初期投資の標準的価値及び規制耐用年数は、各標準的設備について一旦認識されると変更されない。

2014年6月20日、2014年6月16日付命令IET/1045/2014が官報に公布され、再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物による特定の発電施設に適用される標準設備の報酬パラメータが承認され、定義された標準設備ごとに標準費用の具体的な値が設定された。

2014年8月5日、2014年8月1日付命令IET/1459/2014が官報に公布され、報酬パラメータが承認され、NPTの電力系統における新規の風力及び太陽光発電設備に対する特定の報酬制度を割り当てるメカニズムが確立された。

2020年2月28日、2020年2月24日付命令TED/171/2020が官報に公布され、2020年1月1日からの規制期間に適用される、再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物による特定の発電施設に適用される標準設備の報酬パラメータが更新された。この命令は、一般規則で定められている定期的な更新メカニズムにかかわらず、一般規則で定められているメソッドロジーに従い、これらの設備に対する報酬を決定する様々なパラメータについて、2020年から2025年の第2規制期間に適用される値を更新するものである。各種パラメータの値は、2019年11月22日付勅令17/2019の規定に従い、2020年1月1日より適用される。本命令では、2020年から2022年の半期の各年に予想される市場価格も承認されている。

同時に、2019年11月22日付勅令17/2019により、2020年1月1日以降、再生可能エネルギー設備、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物の適正採算率が7.090%に設定され、2013年7月12日付勅令9/2013以前の設備は、仲裁の申し立てや放棄がなければ、2031年まで現行の採算率（7.398%）を維持することができる。

2020年6月24日、2020年6月23日付勅令23/2020が公布され、エネルギー及びその他の分野における経済再活性化のための措置が承認された。とりわけ、この勅令は、将来の再生可能エネルギー開発について、長期的なエネルギー固定価格の承認に基づき、様々な技術間の差別化を可能にする新しいオークションモデルを導入している。

2020年8月5日、2020年8月3日付で、欧州連合基金との協調融資が可能な再生可能資源を利用した火力発電施設及び再生可能資源を利用した発電施設に対する投資援助オークションに関する規制基準を定める命令TED/765/2020及び命令TED/766/2020が官報に公布された。この援助は、提案募集ごとに適用される地理的範囲を指定し、スペイン国土全域に適用される競争入札手続を経て、返済不要の補助金として交付される。提案募集においてより厳しい期限が明示的に設定されていない限り、プロジェクトは2023年6月30日までに完全に完了する必要がある。エネルギー多様化・省エネルギー研究所（IDAE）は、すでにスペイン国土のいくつかの地域を対象に、競争手続による設備投資援助の募集をいくつか開始している。

その後、2020年11月4日、2020年11月3日付勅令960/2020が官報に公布され、再生可能エネルギー経済体制（REER）と呼ばれる、将来の再生可能エネルギー開発に対する新たな報酬制度の策定が規定された。この経済体制は、省令によって規制されたオークションによって落札される。オークションは、エネルギー及び/又は電力の最大割当量を設定し、その技術的特性、規模、管理可能性、立地、又は技術的成熟度に基づいて、様々な技術を差別化できるようにする。オークションの対象となる商品は、設備容量、発電量、又はその両方の組み合わせであり、電力単位あたりの価格はユーロ/MWhで提示される。

電力に対する報酬については、前日市場又は時間前市場で販売される各単位について受け取るべき価格は、売出価格となる（調整及び需給調整サービスについては、各市場の価格となる）。もう1つの方法として、市場参加やエクスポージャーに対するインセンティブを、前日市場価格に適用される市場調整率によって設定することもできる。市場調整率は、プロポーザルの募集ごとに定義されるオークションで設定される価格に対する補正率である。

この体制下にある全ての設備は市場に参加し、イベリア・エネルギー市場運営会社（OMIE）が、前日市場又は時間前市場の価格と設備の落札価格との差額決済を行う。

さらに、省令は最低5年間のオークション・スケジュールを定める。このスケジュールは少なくとも毎年更新され、時間軸、頻度、容量、技術を含めることができる。このスケジュールは2020年12月5日に発表され、2020年12月4日付命令TED/1161/2020により、再生可能エネルギーの経済体制付与のための最初のオークション・メカニズムが規定され、2020年から2025年までのスケジュールが示された。このスケジュールは毎年更新され、国家エネルギー・気候計画2021-2030（NECP）で定められた再生可能エネルギー生産目標の達成を目指す。オークションは、エネルギー担当長官の決議によって招集される。その後、4回の入札が行われ、3,034MW、3,124MW、177MW、45.5MWが落札された。

2023年7月8日、2023年6月30日付命令TED/741/2023が官報に公布され、2023年から2025年の半期間に関する報酬パラメータが更新された。この命令には、特に、再生可能エネルギー、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物に関する特定の報酬制度の下で、電力市場価格の参照値及び特定の設備に使用される燃料の修正が盛り込まれ、現在の市場状況により即した値が考慮されている。さらに、2023年6月28日付勅令5/2023により導入された義務に従い、予想市場価格には先渡価格の参照も組み込まれている。

さらにここ数年、コロナ禍とウクライナ戦争から生じた結果を踏まえ、再生可能エネルギー、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物からの生産開発を促進するための措置がいくつか講じられてきた。前述の対策には以下のようなものがある：

- 再生可能エネルギー分野での投機的行為を防止し、行政に負担をかけないようにするため、2022年12月27日付勅令20/2022の公布から18カ月間、容量オークション用に確保されたノードにおいて、推進者が管轄当局に対して開始した一定の手続を停止することが定められた。
- 再生可能エネルギー設備に関する手続の簡素化と迅速化が進んでいる。とりわけ、2018年1月1日以降にアクセス許可を提出した再生可能プロジェクトについては、行政建築許可の取得というマイルストーンを達成するために、期限が12カ月延長される。さらに、これらのプロジェクトでは、最終的な試運転認可を得るまでの期間が現在の5年から8年に延長される。
- アクセス・オークションに関しては、とりわけ、自家消費用の再生可能エネルギー設備がオークションにかけられた、或いはかけられる予定のノード用に確保された容量の10%が解放されることが予定されている。
- 新規の再生可能エネルギー発電所や、75MWまでの風力発電所、150MWまでの太陽光発電所については、簡素化された手続により、15kW未満の接続回線での手続を迅速化するための具体的な手順が確立されている。

2024年4月5日、MITECOは、2020年11月3日付勅令960/2020（電力生産施設向けの再生可能エネルギーに関する経済制度を規定）及び2020年12月4日付命令TED/1161/2020（再生可能エネルギーに関する経済制度を付与するための最初のオークション・メカニズムを規定し、2020年から2025年までの指標となる時間軸を設定）によって現在規定されている再生可能エネルギーに関する経済制度を変更するための公開協議を開始した。

これと並行して、2024年7月30日、MITECOは、再生可能エネルギーの普及率の高さ、エネルギー排出量の増加、卸売市場価格の低下など、この分野における新たな課題に対応するため、特定報酬制度の調整の可能性を評価する予備協議を開始した。この事前協議を受け、2024年12月27日、MITECOは対応する勅令案を発表した。この勅令案は、再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物による電力生産を規制する2014年6月6日付勅令413/2014を修正し、具体的な報酬制度を更新するものである。

2025年4月11日、7月9日、10月6日、エネルギー省長官による2025年4月8日、7月3日、10月2日の決議が官報（BOE）に掲載され、運転コストが基本的に燃料価格に依存する標準的な発電設備の2025年第2四半期、第3四半期、第4四半期に対応する運転報酬の値がそれぞれ更新された。同様に、2026年1月3日、2025年12月31日付決議が官報（BOE）に掲載され、2026年第1四半期に対応する数値が更新された。

2025年10月16日、2025年10月15日付勅令917/2025が官報に掲載され、再生可能エネルギー、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物による電力生産活動を規制する2014年6月6日付勅令413/2014が修正され、現行の特定報酬制度が更新された。

一方、2025年2月、環境移行・人口問題省（MITECO）は、電力量1,200MWを対象としたオークション・メカニズムを通じて高効率熱電供給設備に特定の報酬制度を付与する勅令・省令案に関する協議を開始した。

2026年2月3日、2026年1月27日付命令TED/53/2026が官報に掲載され、2026年1月1日から始まる規制期間への適用を目的として、再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物から電力を生産する特定の施設に適用される標準施設の報酬パラメータが更新され、新たな標準施設とそれに対応する報酬パラメータが承認された。2025年12月18日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、2026年から2031年の第3規制期間に対応する財政的報酬率7.05%の提案を承認した。しかし、本連結財務諸表の作成日現在、この金額は法的引当金に含まれていない。

2025年12月31日現在、この規定に基づき計上されている金額は注記9.1、41に記載されている。

## 自家消費

2015年10月10日、2015年10月9日付勅令900/2015がBOEに公布され、自家消費電力の供給と生産に関する行政的、技術的、経済的要件が規定され、系統の経済的持続可能性と系統の負荷の適切な配分を保證する規制枠組みが確立された。

また、電力セクターに関する2013年12月26日付法律24/2013にしたがって、自家消費者が支払わなければならない料金体系や料金も策定している。この法律では、自家消費は他の消費者と同額を系統のコストとサービスの資金調達に充てなければならないと既に定められている。これらの費用に関しては、この原則に以下の2つの例外がある：

- 島嶼の消費者
- 契約電力が10kWまでの小口需要家

さらに、系統運用者と配電会社がネットワークに存在する発電設備を把握し、安全な条件下で電力系統の適切な運用を確保できるよう、自家消費設備の登録簿が作成される。

2018年10月6日、2018年10月5日付勅令15/2018が公布され、自家消費に関する規制の一部が修正された。具体的には、自己消費の様式が簡素化され、共有の自己消費が可能になった。さらに、再生可能エネルギー、熱電供給（コージェネレーション）、廃棄物による自家消費エネルギーに対する料金や料金体系の適用が廃止された。この勅令には、特に小容量の設備に対する管理上及び技術上の簡素化措置も盛り込まれている。

2019年4月6日、2019年4月5日付勅令244/2019が官報に公布され、エネルギー移行のための緊急措置と消費者保護に関する2018年10月5日付勅令15/2018の規定に従い、電力の自家消費に関する行政的、技術的、経済的条件を規定した。

とりわけ、2019年4月5日付勅令244/2019には以下の規定が含まれている：

- 内部ネットワークに接続された個々の自家消費に加え、集団的自家消費という概念が導入され、複数の消費者が同じ発電設備（例えば、住宅地や、同じ地域にある企業や産業の間）に関連付けられるようになる。
- また、「消費地に近く、消費地に関連する発電施設」という概念も定義され、同じ住宅内（現状）だけでなく、近隣の他の住宅にある発電施設でも自家消費が可能になる。
- 余剰補償（自家消費設備で発電されたエネルギーのうち、使用者が即座に消費しないもの）の簡素化されたメカニズムが、再生可能エネルギー源から電気を生産することを条件に、100kW以下の設備に対して導入される。この場合、補償金を得るためにエネルギー生産者として登録する必要はない。その代わりに、サプライヤーは毎月の請求書で余剰エネルギーをユーザーに補償し、補償額はその月に消費されたエネルギーの最大100%に達する可能性がある。
- 集団的かつ近接的な自己消費の場合、契約電力に基づいて関連する消費者間でのエネルギー分配が検討され、勅令により動的分配係数方式の開発が認められ、ある消費者が別の関連する消費者が自身の比例配分を消費していない場合、その余剰を活用できるようになる。
- 全ての利用者、特に小規模の自家消費者（15kWまでの設備、又は余剰のない自家消費の場合は100kWまでの設備）にとって、行政手続が簡素化される。測定構成も単純化され、ほとんどの場合、配電網との境界にある1つのメーターで十分となる。
- 最後に、これらの設備がシステムの運用に与える影響を管理し、安全な条件の下で徐々に統合できるようにするため、これらの設備の導入に関する監視システムを確立する。

2021年12月21日、閣僚評議会は、自家消費がもたらす課題と機会を特定し、今後数年間でスペインにおける自家消費の普及を確保するための方策を確立することを目的とした「自家消費ロードマップ」を承認した。

さらに2021年12月22日には、2021年12月21日付勅令法29/2021が官報に公布され、電動モビリティ、自家消費、再生可能エネルギーの導入を促進するためのエネルギー分野における緊急措置が採択された。とりわけ、自家消費を促進するために、現行規則では、その処理を迅速化するための修正が導入され、また、これらのネットワークは、内部ネットワークに接続されている消費者だけでなく、配電ネットワークや送電ネットワークを通じて接続されている他の近隣の消費者にもリンクされている。

また、ウクライナ戦争の影響による措置の一環として、太陽光発電による自家消費設備の設置距離をネットワーク全体で2,000メートルに延長したり、屋上だけでなく、工業用地や発電を主目的としない建造物への設置を認めたりするなど、自家消費を促進するための様々な取り組みが実施されていることも注目に値する。

2024年10月9日、MITECOは、エネルギー移行の現在の状況における自家消費の規制基盤を更新することを目的として、電力自家消費の行政的、技術的、経済的条件を規制する勅令案に関する公開協議を開始した。

その後、2025年10月8日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、分散型自家消費を促進するために現行の規制を修正・更新することを目的とした勅令案に関する公開協議を開始した。その他の措置として、消費者が入手可能な情報の改善、行政手続の簡素化と合理化、技術的条件の柔軟化、剰余金を共有する自家消費や、剰余金の有無にかかわらず自家消費を組み合わせる可能性など、新たなタイプの創設が提案されている。

### 容量メカニズム

2017年11月23日、2017年11月21日付命令ETU/1133/2017が公布され、2013年10月31日付命令IET/2013/2013が改正され、中断可能な需要管理サービスを割り当てるための競争メカニズムが規定された。

その他の点では、空き容量提供サービスの報酬が修正され、このサービスは2018年上半期まで延長され、その期間中、水力発電施設はこのサービスの対象外となった。

2018年12月20日付命令TEC/1366/2018は、2019年の電力アクセス料金を定めるもので、2011年11月17日付命令ITC/3127/2011から、欧州の規制とエネルギー移行プロセスに整合させるために容量メカニズムを見直すまでの間、利用可能性インセンティブを廃止した。

2021年、MITECOは半島電力系統に容量市場を創設する命令案の暫定手続を開始した。しかし、この提案は、2021年に始まった危機的状況のために保留され、欧州委員会の他の規制の変更も考慮に入れながら、この提案を更新する手続につながった。

そのため、2024年12月18日、MITECOはスペイン半島電力系統に容量市場を創設するための新たな命令案の手続を開始した。

提案されているメカニズムには、5年間の固定価格入札（いわゆるメインオークション）と、1年間の調整価格入札がある。これらのオークションには、発電、貯蔵、需要設備を対象としている。本オークションでは、新規設備（その技術の耐用年数の半分の契約期間を得ることができる）と既存設備（1年間の契約しかできない）の両方が対象になるが、調整オークションは既存設備のために確保されている。一時的に、メインオークションの最初のサービス期間が始まるまで、新規及び既存の設備の両方を対象とした、年間のサービス期間を持つ経過的オークションが開催される。

オークションの対象となる製品は、MW単位で表される固定電力であり、入札変数は、年間ユーロ/MW単位で表される固定容量あたりの価格である。各施設は、公称出力に強硬性係数をかけた固定出力で参加する。

各オークションで必要とされる固定電力は、エネルギーが供給されないと予想される時間と負荷損失の値に関連する曲線によって決定される。供給曲線は、代理人の入札額を高い順に並べたものである。

この提案では、非再生可能技術が、オークション前の3年間の提案募集の決議で決められた一定の閾値を超える柔軟性係数値（手動起動需給調整市場を通じて動員されたエネルギーと実際に生産されたエネルギーとの比率）を実証することが求められている。

落札施設は、系統運用者が毎年定めるストレス時間帯に、年間総利用時間の10%を超えることのない、安定した容量を確保することを約束する。

このメカニズムにかかる費用は、サプライヤーと直接消費者によって賄われる。

### 脆弱な消費者「ボノ・ソーシャル」(社会的補填)

2013年12月26日付法律24/2013は、その時々定められた要件に基づき、社会的弱者に分類される顧客に対する電力供給コストを削減するための一定の措置を定めている。これらの措置から生じる費用に対する資金調達メカニズムは、法的枠組みとの整合性の欠如のため、実施以来様々な修正が加えられてきた。

2016年12月24日、2016年12月23日付勅令7/2016が公布され、社会的補填の費用調達メカニズムや、脆弱な電力消費者保護のためのその他の措置が規定された。この勅令法によれば、社会的補填は、電力供給に従事するグループの親会社が、或いはグループに属さない場合はその企業自身が、顧客シェアに応じた割合で負担する。この割合はCNMCが毎年算出する。

2017年10月7日、2017年10月6日付勅令897/2017が公布され、脆弱な消費者の数、社会的補填、国内電力消費者に対するその他の保護措置が規定されたほか、勅令897/2017を発展させた2017年10月6日付命令ETU/943/2017も公布された。

とりわけ、多目的公共収入指数(IPREM)を通じて測定される収入水準に基づいて、脆弱な顧客の3つのカテゴリーが特定され、カテゴリーごとに異なる割引率が設定されている。具体的には、3つのカテゴリーが定義されている：

- 脆弱な顧客(25%割引)
- 深刻に脆弱な顧客(40%割引)
- 社会的に排除される恐れがある重度に脆弱な顧客(100%割引)とは、請求額の50%以上を社会福祉サービスが負担していると証明した、重度に脆弱な顧客をいう。

この勅令は、供給に関する側面も規制しており、とりわけ、脆弱な顧客に対しては料金滞納から供給停止までの期間を2カ月から4カ月に延長している(社会的に排除される恐れがある重度に脆弱な顧客の場合は、必要不可欠な消費者と見なされるため、供給を停止することはできない)。

エネルギー移行と消費者保護のための緊急措置に関する2018年10月5日付勅令法15/2018により、社会的補填の受給者層が拡大され、一人親家庭や、一定の所得基準に達しないレベル2又は3の扶養家族が含まれるようになった。滞納による供給停止を禁止する状況は、16歳未満の子供、扶養家族、障害者がいることを社会福祉サービスが証明した受給者家族にも適用され、これらの金額は社会的補填の財源となる資金提供が義務付けられている事業体によって賄われる。割引の対象となる消費量の上限も引き上げられた。最後に、暖房用の社会的補填が創設され、これは州の一般予算(PGE)で賄われる。この勅令法は、6カ月以内に「エネルギー貧困に対抗する国家戦略」を承認することを定めている。これに関して、2018年12月19日、MITECOはこの件に関する公開協議を開始し、最終的に2019年4月5日に承認された。

社会的補填の資金調達メカニズムに関する裁定を受け、2022年3月29日付勅令法6/2022は、ウクライナにおける戦争の経済的・社会的影響に対応するためのスペイン国家計画における緊急措置を採択し、とりわけ社会的補填の新たな資金調達メカニズムを確立した。この新メカニズムによれば、社会的補填は、各活動の非課税請求額を集計し、各活動の貢献単価を決定することで、電力セクターの全ての事業体(発電、送電、配電、供給、及び直接消費者)が負担することになる。拠出金のカバー水準が実際の資金需要を20%下回る場合、CNMCは新たな拠出額を提案することができる。2022年3月29日付勅令法6/2022は、2022年7月22日付命令TED/733/2022によって承認された2022年の確定単価をCNMCが提案するまでの間、これらの単位寄与度を一時的に設定するものである。最後に、社会的補填の資金調達のために、裁定で認識された参照小売業者が負担した金額は、新たな義務主体が引き受けることが確定している。勅令法はまた、社会的補填の財源は、報酬が規定されている活動の報酬にコストとして組み入れられると定めている。

2023年1月31日、2023年1月27日付命令TED/81/2023が公布され、2023年12月27日付勅令8/2023によって2024年に引き下げられた社会的補填・補助料金の対象者が支払うべき様々な単価が2023年に更新され、ウクライナと中東の紛争に起因する経済的・社会的影響に立ち向かい、干ばつの影響を緩和するために採用される措置が発表された。2024年12月28日、2024年12月26日付命令TED/1487/2024が公布され、2025年の単価が更新された。さらに2025年12月27日には、2025年12月23日付命令TED/1524/2025が官報（BOE）に掲載され、2026年の単価が更新された。しかし、2026年2月3日付勅令2/2026で現在定められている割引の修正に伴い、2026年の前述の単価を修正する新たな命令が開始された。

同様に、コロナ禍や様々な国際紛争がもたらした結果を背景に、近年、最も脆弱な消費者の保護を目的とした各種の特別措置が講じられており、その一部は最近延長されている。主な内容は以下のとおりである：

- 社会的補填の受給者に対する割引率は、当初、脆弱な消費者の25%、深刻に脆弱な消費者の40%から引き上げられ、2022年にはそれぞれ65%、80%に達するが、その後は段階的に引き下げられる。2025年度には、この比率は上半期でそれぞれ50%及び65%、下半期でそれぞれ42.5%及び57.5%であった。2026年については、当初35%及び50%とされていた割引率が、2026年2月3日付勅令2/2026により、それぞれ42.5%及び57.5%へ引き上げられた。ただし、本連結財務諸表の作成時点においては、同勅令は下院による承認待ちの状況にある。一方、2024年6月30日までは、割引が適用されるエネルギーの上限が15%引き上げられる。
- 収入が多目的公共収入指数（Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples- IPREM）の1.5倍から2倍までの小口需要家のための自主価格（Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor- PVPC）の適用を受ける勤労者世帯を対象に、2024年6月30日まで40%の新たな割引が設けられ、成人1人につき0.3、未成年1人につき0.5増加する。
- 2025年12月31日まで、脆弱な消費者、深刻に脆弱な消費者、社会的排除の危機にある消費者に対する電気、水道、ガスの供給停止が禁止される。この期間は、2026年2月3日付勅令2/2026により2026年12月31日まで延長されているが、本連結財務諸表作成日現在、この勅令は下院の承認待ちである。
- 最初の支払い請求から4カ月間は、不払い状態にある脆弱な消費者のために、最低限必要な供給が確立されており、6カ月間は供給を中断することができない、快適な最低条件を保証する規制電力の上限が設定されている。
- また、社会的補填・補助料金の適用基準も変更された。具体的には、社会的補填・補助料金を2年ごとに自動更新することを定めている。同様に、脆弱な消費者のカテゴリーを決定するための新たな基準が設けられ、婚姻、姻族、二親等以内の血族、姻族、養子、又はそれに類するものによって同じ家に同居している人々からなる同居ユニットに基づくものとなった。基本的な基準額は、IPREM指数の1.5倍とされ、14人分の支給を受ける場合、成人1人増えるごとに0.3倍、未成年1人増えるごとに0.5倍される。社会的補填・補助料金の受益者には、最低生活所得の受給者も含まれる。上記の閾値は、特定の場合（依存度が高い、ジェンダーに基づく暴力、テロリズムなど）には1だけ引き上げられ、重度に脆弱な消費者については50%引き下げられる。

さらに、2018年10月5日付勅令15/2018に規定された義務に関して、2019年4月5日、閣僚評議会は2019-2024年の「エネルギー貧困に対抗する国家戦略」を承認した。この計画は、エネルギー貧困と脆弱な消費者の概念を定義し、健康、個人的・社会的発展、平等への影響を含むエネルギー貧困の状況を診断し、行動指針を特定し、削減目標を設定する。

「エネルギー貧困に対抗する国家戦略」は、問題の根本的かつ長期的な解決を目指す構造的対策が徐々に重視されるようになる過渡的な手段として、給付制度（電気と熱の社会的補填割引率）を維持・改善する必要性に基づいている。

様々なタイプの燃料貧困を分析し、適切に監視するために、主に公式指標として採用されているのは、欧州エネルギー貧困監視局が使用しているものである（収入を上回るエネルギー支出、隠れたエネルギー貧困、住居を適切な温度に保てない、請求書の支払い遅延）。2008年から2017年にかけて、これらの指標の一連の中で最も低い値を改善し、EU平均を改善するために、同戦略は2025年までに2017年比で25%削減することを最低目標とし、50%削減を達成することを目標に掲げている。この「エネルギー貧困に対抗する国家戦略」を実施するために、エネルギー多様化・省エネルギー研究所（Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía- IDAE）がその管理と監視を行う運営計画が想定されている。

承認された「エネルギー貧困に対抗する国家戦略」の期間は5年間（2019-2024年）であった。2025年1月24日、環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico- MITECO）は、この戦略を2025年から2030年に向けて更新するための公開協議を開始した。これに基づき、2025年9月12日、「エネルギー貧困に対抗する国家戦略 2026-2030年」の草案が公開協議のために発表された。

この基準に基づき2025年12月31日に計上される金額は注記11.3に記載されている。

### 規制活動の赤字

2009年4月30日付勅令6/2009及び2010年4月9日付勅令6/2010は、2013年以降、電力系統の総コストをカバーするのに十分な系統のアクセス料金を設定し、新たな事前赤字が生じないようにすることを定めている。同様に、2009年から2012年にかけては、前述の2009年4月30日付勅令6/2009により、各年度の赤字の上限が定められており、これらの年度のアクセス料金は、この上限を超えないよう十分な水準に設定されなければならない。

これらの上限は、2010年12月23日付勅令14/2010及び2012年12月28日付勅令29/2012により修正された。

また、前述の勅令は、2001年から2008年にかけての非半島発電の追加費用の補償を含む、この赤字の資金調達のために電力会社が蓄積した回収権の証券化プロセスを規定した。

同規則はまた、規制活動の決済における一時的な不均衡は、前述の規則に示された企業（その44.16%がエンデサに相当）が資金を調達しなければならないと定めており、これらの企業は、規制活動の決済において資金を調達した金額を、それが計上された年度に回収する権利を有する。

2010年4月9日付勅令437/2010は、2012年12月31日までに発生した電力系統の赤字の証券化プロセスに関する規制を策定し、2014年12月12日付勅令1054/2014は、2013年に発生した赤字に関する規制を策定した。2014年12月15日に最終合意された前述の勅令に基づく譲渡により、2013年までの全てのタリフ不足の権利の譲渡が完了した。

2014年以降、2013年12月26日付電力セクター法24/2013は、一時的に発生する可能性のある不均衡は、それに対応する報酬に応じて、決済システムに関与する全ての当事者によって賄われることを定め、そのような不均衡の上限を、システムの見積収益の年間2%（又は累積ベースで5%）に相当するものとした。合意された限度額を超えた場合、タリフ又は料金はそれに応じて調整される。前述の限度額の範囲内であれば、金融機関は、市場金利と同等の金利を認識した上で、翌5年以内にインバランスを回収することができる。

2025年11月24日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、電力セクターの規制活動に関する2024年の最終決済を承認し、882百万ユーロの黒字を示した。

この基準に基づき2025年12月31日に計上される金額は注記42.1に記載されている。

### エネルギー戦略及び気候フレームワーク

欧州連合（EU）は、2050年までに温室効果ガス（GHG）排出量を1990年比で少なくとも80%削減するという目標に合意し、全加盟国に対して野心的な目標とコミットメントを定め、地球全体の平均気温が産業革命以前の水準より2°C以上上昇することを防止し、地球温暖化が1.5°Cを超えないようにするための追加的な取り組みを推進することを目的としたパリ協定に署名するなど、地球温暖化との闘いに明確なコミットメントを表明している（注5.1参照）。

これらの目標のスペイン法への移管は、基本的に以下の文書で構成されている：

- 2021年5月21日に官報（Boletín Oficial del Estado - BOE）で公布された「気候変動とエネルギー移行に関する法律7/2021」（2021年5月20日付）：これは、2050年までに経済を脱炭素化するという欧州連合の公約と、パリ協定の世界的な公約を実施するための規制と制度の枠組みを構成する。この法律には、特に以下の点が含まれている：

目標には2つの期限が設定されている：2030年までに、温室効果ガス（GHG）排出量を1990年比で少なくとも23%削減すること、再生可能エネルギーによる発電を74%以上とすること、エネルギー効率をベースラインシナリオ比で少なくとも39.5%改善すること、そして2050年までに、ネット・ゼロと再生可能エネルギー100%の電力システムを達成する。

固定エネルギー価格の長期的な認識に基づく報酬枠組みを通じた再生可能エネルギー促進措置。

新たな水力委譲は、非発電の再生可能エネルギーの統合を支援することを目的としている。

貯蔵施設の所有者や独立アグリゲーターとして、電力セクターに新たな事業体を導入する。

化石燃料への補助金を制限し、税制を見直すことで、炭化水素開発に制限を設ける。

建設セクターにおけるエネルギー効率化対策と再生可能エネルギーの利用を促進する。

2050年までに二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）を直接排出しない車両を保有し、2040年以降、新車の乗用車/小型商用車の直接排出をゼロにすることを目的とした電気モビリティを推進する。また、2023年までに人口5万人以上の自治体と島嶼地域に低排出ガス地帯を設置することや、ガソリンスタンドに充電インフラを整備する義務も求めている。

気候変動との闘いのための資源動員：二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠のオークションから得られる収入のうち、少なくとも450百万ユーロが毎年、電力システムの費用に充てられる。

- 欧州委員会の承認後、2021年3月16日に閣僚評議会で承認された「2021-2030年スペイン国家エネルギー・気候計画（NECP）は、エネルギー政策と気候政策を統合した国家戦略計画の枠組みであり、欧州連合（EU）が設定した目標達成へのスペインの貢献を反映したものである。同様に、2021-2030年版NECPは、経済全体の近代化への移行が実施されるマイルストーンと様々な段階を定めており、2021-2030年版では特に、1990年比で温室効果ガス（GHG）排出量を23%削減すること、国の最終エネルギー使用量の最大42%（発電では74%）に相当する再生可能エネルギーを使用すること、国のエネルギー効率を39.5%改善することを想定している。さらに、2030年までに全てのセクター（エネルギー、産業、運輸、農業、家庭、廃棄物、自然吸収源からの貢献）が行うべき努力も含まれている。2024年に行われた事前公開協議と、それに続く欧州委員会への照会及び欧州委員会による分析を経て、2024年9月24日、閣僚評議会は勅令968/2024を承認し、2023-2030年NECPを更新した。とりわけ、2030年までの温室効果ガス（GHG）排出量の削減を23%から32%に拡大し、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を48%に引き上げ（電力の81%に達する）、エネルギー効率の改善目標を43%に引き上げる。同様に、今回の更新では、経済の電化目標を当初の32%から35%に引き上げた。同時に、政府は「スペイン2050」と呼ばれる国家長期戦略を採択し、気候変動に強いカーボンニュートラルで持続可能な社会の構築など、国の9つの主要課題を特定している。
- 公正な移行戦略：その目標は、低炭素経済への移行によって人口が影響を受ける地域の雇用機会を最適化することである。2025年12月1日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、2026年から2030年までの公正な移行戦略に関する事前公開協議を開始した。

2020年9月22日、閣僚評議会は、気候変動の影響に対処するための協調行動を推進するための基本的な計画枠組みを構成する、2021年から2030年までの気候変動に関する「国家適応計画（NAP）」を承認した。

一方、2025年2月24日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、社会気候計画に関する予備的な公開協議を開始した。本計画は、2027年から欧州の排出量取引制度を特定の拡散セクターに拡大するという欧州規制に準拠している。本計画の予算は、欧州連合（EU）が創設した社会気候基金から拠出される。本計画には、陸上輸送と建築部門における二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出を削減するために必要な対策と投資が含まれていなければならない。さらに、脆弱な世帯や輸送利用者への一時的な直接所得支援を通じて、消費者や脆弱な零細企業のコストを引き下げることにも必要である。

最終的に、2025年9月2日、閣僚評議会は、極端な気候変動に直面した際の行政の適応、緩和、回復メカニズムを強化することを目的とした、気候緊急事態に対する国家協定案を承認した。この提案により、公開協議が開始された。

### 経済復興・変革・回復計画

2020年10月7日、スペイン政府は、スペイン経済の近代化と活性化に必要な4つの変化（環境移行、デジタルトランスフォーメーション、ジェンダー平等、社会的・地域的結束）に焦点を当てた、今後10年間の課題に対応するための「経済復興・変革・回復計画」を発表した。

この復興計画には今後数年間、官民による多額の投資が必要となり、その資金は欧州連合（EU）の「次世代EU」復興計画から拠出される。本計画では、経済的・社会的基盤を変革する最大の能力を持つ生産セクターに直接的な影響を与えると考えられる10の主要政策を定めている：

政策
1.都市と農村の課題、過疎化との闘い、農業開発
2.強靱なインフラ及びエコシステム
3.公正かつ包括的なエネルギー移行
4.21世紀に向けた行政
5.産業構造と中小企業の近代化とデジタル化、観光業の復興、スペインの国としての起業家精神の促進
6.科学とイノベーション協定国民保健システムの能力強化
7.教育と知識、生涯学習、能力開発
8.新しい介護経済と雇用政策
9.文化・スポーツ産業の活性化
10.包括的かつ持続可能な成長に向けた税制の現代化

グリーン転換への投資は計画全体の37%以上を占め、デジタル化は33%を占める。

エネルギー分野では、再生可能エネルギー発電の大量導入、スマートグリッド、電力インフラ、再生可能水素ロードマップの策定とその分野別統合、エネルギー移行の影響を受ける地域での雇用を確保するための公正な移行戦略の策定、持続可能なモビリティの推進、建物の改修、エネルギー効率化対策の推進などが挙げられる。

上記により、各省庁から、同計画の特定の行動領域における具体的なプロジェクトの提示を求める声があがっている。

同様に、いわゆる経済回復と変革のための戦略的プロジェクト（Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica- PERTE）が承認された。これは、以下のような様々なセクターの行動を含む包括的なツールである：

プロジェクト	セクター
経済回復及び変革に向けた戦略プロジェクト（PERTE）	電気自動車・スマートカー開発向け
	再生可能エネルギー、再生可能水素、貯蔵について
	循環型経済
	産業の脱炭素化について
	最先端のヘルスケア向け
	農業食品
	言語の新しい経済学
	造船業向け
	航空宇宙
	水循環のデジタル化向け
	マイクロエレクトロニクス・半導体向け
	社会福祉・介護経済向け

2023年6月6日、閣僚評議会は、2023年10月2日に欧州委員会によって承認された復興・変革・回復計画（R RTP）の延長の補遺の最終文書を承認した。この補遺版には新たな改革パッケージが盛り込まれ、経済復興・変革のための戦略プロジェクト（PERTE）が強化され、融資の受け皿として新たに創設された基金が含まれている。具体的には、84,000百万ユーロの融資、7,700百万ユーロの追加補助金、「REPowerEU」プログラムからの2,600百万ユーロが盛り込まれ、「復興・変革・回復計画」に基づく援助総額は160,000百万ユーロに達する。同様に、大規模な地域プロジェクトのために20,000百万ユーロの自律回復基金を創設し、様々な種類の税制優遇措置を盛り込み、ガバナンス面を強化する。

### 送配電網へのアクセス及び接続の許可に関する規制

2019年1月11日付勅令1/2019によりCNMCに課せられた新たな責任に基づき、アクセス及び接続許可に関する具体的な規制は、勅令法により政府が、通達によりCNMCが、それぞれの権限に応じて策定しなければならない。

2020年12月30日、送配電網へのアクセス及び接続に関する2020年12月29日付勅令1183/2020が官報に公布された。この勅令は、生産者と消費者の双方に対するアクセス及び接続許可の基準と手続について規定している。一般的な基準は時系列的な優先順位とする。しかし、再生可能エネルギーの普及を促進するため、既存の発電設備のハイブリッド化、新しい送電網ノードへの容量アクセス入札、又は容量が解放されたノードや容量が出現したノードでは、この一般的基準の例外が設けられる。

これは、新たな計画プロセスを通じて導入される新規ノード、又は一定量のアクセス容量が解放されるノードにのみ適用される容量入札を、省令によって招集する可能性を規定するものである。入札参加者は再生可能な発電施設でなければならない、これには蓄電施設も含まれる。

施設の保管やハイブリッド化に関する面も、保証制度と同様に規定されている。

最終的に、自家消費設備のアクセス及び接続許可に免除措置が導入され、これまで複数の関係者から同じノードへの接続申請があった場合にアクセス及び接続許可の処理を担っていた1つのノードの代表者という図式が廃止され、今後は各発電事業者が系統運用者と直接連絡を取るようになる。

同様に、2021年1月22日には、2021年1月20日付CNMC通達1/2021が官報に公布され、発電施設の送配電網へのアクセス及び接続のメソドロジー及び条件が規定された。本通達は、アクセス能力の評価と許可に関する手続、期限、基準について規定するものである。

この点に関して、2021年11月3日、同年11月2日付の指令TED/1182/2021がBOEに公布され、その後、11月3日付の指令TED/1198/2021によって修正された。この指令は、Mudéjar 400kVの公正な移行ノードにおける再生可能エネルギー発電設備のための送電網への避難アクセス容量の譲与に関する一般入札に適用される手続と要件、及び入札の募集について規定している。本命令は、Teruel火力発電所の閉鎖により影響を受けるMudéjarの公正な移行ノードにおいて、新規再生可能電力を促進し、その可能性を最適化することで、この地域の社会経済的利益を創出することを目的とし、アクセス容量の委譲に関する具体的な規制基盤を定めるものである。

同様に、2022年6月10日、MITECOは、2020年12月29日付勅令1183/2020に従い、送電網の特定のノードにおけるアクセス容量、総容量5,844MWの入札を求める命令案を開始した。

さらに、2022年8月9日、エネルギー担当長官による2022年8月3日付決議が公表され、送電網の特定のノードにおけるアクセス容量について再度入札を行うことが合意された。同様に2023年には、送電網の特定のノードにおけるアクセス容量の入札に関する決議がいくつか発表された。

同様に、コロナ禍とウクライナ戦争の経済的影響を受けて講じられた一定の措置の中で、政府がアクセス及び接続許可の管理に関する一定の措置を採用したことも注目に値する。

送電網へのアクセスに関する入札のうち、Garoña 220kV ( Burgos )、Guardo 220kV ( Palencia )、Lada 400kV ( Asturias )、Mudéjar 400kV ( Teruel )、La Robla 400kV ( León ) の公正な移行ノードにおける再生可能エネルギーによる同期発電モジュール及び同期貯蔵設備の送電網アクセス容量の委譲に適用される手続及び要件を規定する2024年4月9日付命令TED/345/2024が、2024年4月18日に官報に公布された。

2025年6月18日、配電網への接続需要に対するファームアクセス容量を決定するための詳細な仕様を定める、スペイン国家市場競争委員会 ( CNMC ) の2025年6月8日付決議が官報 ( BOE ) に掲載された。本決議は、安全で信頼できる電力供給を確保することを目的として、アクセス容量を評価するための技術的基準と方法論、及び系統の設計と構築の基準を定めている。

さらに2025年10月10日、スペイン国家市場競争委員会 ( CNMC ) の2025年10月7日付情報通達6/2025が官報 ( BOE ) に掲載され、送電網へのアクセス及び接続要請に関する情報を送電網管理者に要請した。

### 電力の小口需要家のための自主価格 ( PVPC ) とその法的契約制度

2014年3月29日、2014年3月28日付勅令216/2014が公布され、2014年4月1日時点のPVPC算出メソドロジーが規定されたが、その主な内容は以下のとおりである：

- PVPCの算出に使用されるエネルギーコストは、請求期間における前日市場及び時間前市場の1時間あたりの価格であり、これに調整サービス、容量支払い、系統運用者及び市場運営者の資金調達のための支払いが加算されなければならない。
- システムに統合された遠隔管理機能付きメーターの場合、1時間あたりの料金は実際の1時間あたりの消費量に適用される。それ以外の場合は、系統運用者によって公開されたプロフィールが使用される。
- 或いは、参照サプライヤーは、PVPCを受ける権利を有する顧客に対し、見直しの対象となる料金体系と、残りの部分に関する1年間の固定価格 ( ユーロ/kWh ) の形で、1年間の固定価格を提示することが求められる。この提示は1カ月間有効で、スペイン全土で統一され、各参照サプライヤーは1つの提示のみ有効である。
- 勅令は、社会的補填の割引率がPVPCの25%割引に相当するなど、他の側面も想定している。

2015年6月4日、PVPCに基づく消費者への時間課金に関する運用手順が発表された。これらの手続に従い、2015年7月1日以降、効果的に統合された遠隔メーターを持つ消費者は、消費プロフィールではなく、実際の時間ごとの消費量に応じて請求されることになる。

2016年11月25日、2016年11月18日付勅令469/2016が官報に公布され、PVPCの供給マージンの設定メソドロジーが定められ、これにより、電力のPVPCの算出方法とその法的契約制度を定めた2014年3月28日付勅令216/2014で定められた販売マージンを無効とした様々な最高裁判所の判決が遵守された。

2016年12月24日、2016年12月22日付省令ETU/1948/2016が公布され、2017年1月1日付でPVPCの商業マージンの値が定められた。2017年3月25日に公布され、翌日に発効した2017年3月24日付省令ETU/258/2017は、国家エネルギー効率化基金への拠出費用に相当する取引証拠金の部分に新たな値を設定した。

2023年6月13日付勅令446/2023が2023年6月14日に公布され、2024年1月1日付でPVPCの算出メソドロジーが変更された。その主な側面は以下のとおりである：

- PVPCは、契約電力が10kW以下の国内消費者及び零細企業に適用される。
- エネルギーコストは、OMIP（Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Português）を参照した先渡商品のバスケットを組み込んだ先渡市場に部分的に連動し、2024年に25%、2025年に40%、2026年から55%と段階的に実施される予定である。残りの重みづけはスポット価格に対応する。先物に連動する部分は、月次商品（10%）、四半期商品（36%）、年次商品（54%）に分かれている。これらの比率は省令によって変更される可能性があり、その際、参照サプライヤーがこれらのオークションに参加する場合には、2021年9月14日付勅令法17/2021に含まれる、低限界エネルギー、発送可能エネルギー、非排出エネルギーのオークションの結果としての価格への言及も盛り込まれる。
- 参照サプライヤーは、PVPCの中で、2022年3月29日付勅令法6/2022以降に負担した金額を回収するための追加係数とともに、対応する指令で毎年設定される社会的補填・補助料金の資金調達コストが認識される。

さらに、この勅令は、非半島領土（NPT）における発電に関する規制の一部を変更した。

### エネルギー効率

成長、競争力、効率化のための緊急措置に関する2014年10月15日付法律18/2014により、エネルギー効率化の分野で、省エネルギー目標を達成するための国家エネルギー効率化基金が創設された。

さらに、2023年1月25日には、2023年1月24日付勅令36/2023が公布され、2023年7月18日付命令TED/815/2023によって部分的に整備された省エネルギー証書（ESC）制度が制定された。同様に、2023年7月18日付命令TED/845/2023は、エネルギー効率化行動のための標準化措置のカタログを承認した。

2025年3月4日、2025年2月26日付命令TED/197/2025が公布され、2025年の国家エネルギー効率化基金への強制拠出が定められた。エンデサは、基金に132百万ユーロ相当の資金を拠出する予定で、少なくとも15%は資金拠出で賄われる。残りの義務は、ESCを提示することで果たすことができる。

2025年12月26日、MITECOは、2026年の国家エネルギー効率化基金への拠出義務を定める命令案に関する公聴会を開始した。この命令案では、エンデサに対して224百万ユーロに相当する経済額を想定しており、そのうち少なくとも8%は基金への拠出金で賄わなければならない、残りの義務はESCの提示によって賄われる。

最後に、2025年8月、環境移行・人口問題省（MITECO）は、この勅令案に関する公開協議を開始した。本勅令案は、データセンターのエネルギー効率と持続可能性を改善するための規制の枠組みを確立するものである。提案されている主な措置としては、エネルギーデータの年次開示、技術的・経済的に実現可能な場合における廃熱の暖房・冷房等への再利用、並びに100MW超の設備について行動規範の遵守及びエネルギー効率・水使用に関する一定の指標を満たすベストプラクティスの導入などが挙げられる。

電力網へのアクセス許可や接続許可を得るためには、これらの要件を遵守する必要がある。

### 電気・ガスシステムにおける料金計算メソドロジー

2019年1月11日付勅令法1/2019に従い、CNMCに義務付けられている電力・ガスネットワークへのアクセス料金の決定メソドロジーの承認と並行して、政府は電力・ガス系統の料金計算メソドロジーを承認しなければならない。これらのメソドロジーは、料金で賄われるコストの配分にどの変数が使われるかを定めるべきであり、その配分が非差別的であり、政府が推進するエネルギー政策、すなわち効率化、経済の電化、公正なエネルギー移行の推進に対応するものでなければならない。

これに従い、2021年3月18日、2021年3月9日付勅令148/2021がBOEで公布され、電力系統料金の計算方法が定められ、ガスシステムに関する対応する方法が2020年12月29日付勅令1184/2020で承認された。

## 2025年電力料率

2024年12月16日、CNMCは2024年12月4日付決議を官報に掲載し、2025年の送配電網へのアクセス料金を設定した。これは、2024年1月1日に有効な値と比較して平均4.0%の引き下げとなる。

2024年12月28日、2024年12月26日付命令TED/1487/2024が公布され、電力系統の料金価格を定め、2025年の電力系統の様々な規制コストを設定し、2025年の社会的補填・補助料金に関連する資金調達額の配分を承認した。この命令では、2025年1月1日からの料金を33%引き下げを定めている。

## 2026年電力料率

2025年12月22日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2025年12月18日決議が官報（BOE）に公表され、2026年の送電及び配電の託送料金が定められ、平均0.7%の引上げが見込まれる。

一方、2025年12月27日、2025年12月23日付命令TED/1524/2025が官報に公布され、2026年の電力系統における料金価格が決定され、2026年の電力系統における様々な規制コストが設定されるとともに、2026年の社会的補填・補助料金に関連する資金調達額の配分が承認された。本命令は、現行価格と比較して10.3%の料金値上げとなる。

## 第7次一般放射性廃棄物計画（PGRR）

2020年、MITECOは、使用済み核燃料を含む放射性廃棄物の管理と原子力施設の解体・廃炉に関する政府の方針を更新する文書である第7次一般放射性廃棄物計画（GRWP）の通常の戦略的環境アセスメント手続を開始した。GRWPの戦略的環境宣言は2023年7月27日に発表された。

最終的に、同計画は2023年12月27日に閣僚評議会で承認され、2024年1月8日に官報に公布された。この点については、公開協議を経て、前述の第7次計画における将来コスト見通しを踏まえ、2024年6月25日付勅令589/2024が同年6月26日に官報（BOE）に公布された。本勅令は、稼働中の原子力発電所に対して適用される、Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E. (Endesa)のサービスの資金調達に用いられる非租税的公的負担に係る固定単位料金を改定するものであり、その単価は10.36ユーロ/MWhに設定され、2024年7月1日から施行されている。

## エネルギー貯蔵戦略

2021年2月9日、閣僚評議会は、ネット・ゼロ経済への移行と再生可能エネルギーの電力系統への効果的な統合における重要な要素であると考えられているエネルギー貯蔵戦略を承認した。

エネルギー貯蔵戦略では、2021-2030年統合国家エネルギー・気候計画（INECP）及び2050年までのネット・ゼロという目標に合致する形で貯蔵の必要性を定量化しており、現在利用可能な8.3GWから、2030年には約20GW、2050年には30GWに増加する。また、エネルギー貯蔵を構成する様々な技術を、適用可能な方法とシステムにしたがって分類し、その効果的な普及のための行動と、電力市場への貯蔵の参加に関する規制上の課題を明らかにし、市場参入手続や、構造や価格シグナルにおける役割を考慮し、さらに、関連する経済的課題と、その資金調達を促進する産業政策の必要性も分析している。

## 閉鎖配電網に関する勅令

2023年4月25日付勅令314/2023が2023年4月26日に公布され、閉鎖配電網の行政許可に関する手続と要件が整備された。この勅令は、閉鎖配電網とその所有者の特別な条件と要件、行政許可手続とその取り消し状況について規定している。

これに基づき、敷地面積が8km<sup>2</sup>以下の工業地域は、送電網がその敷地内にある工業事業者に独自の送電網で電気を配電する限り、閉鎖配電網として認可される。

産業需要家とは、全国経済活動分類（CNAE）のカテゴリーB又はCに属する需要家、及びグループDとEに属するが統計上は産業用としてカウントされる需要家とみなされる。

産業に関連し、送電網内又は送電網に隣接し、総電力消費量の2%を超えない限り、100件までの非産業需要家も送電網に参加できる。

閉鎖送電網の産業需要家は、送電網を建設するか、配電会社から購入する必要があるため、送電網の管理、メンテナンスへの投資、送電網に接続する消費者への料金体系、料金、その他の費用の請求に責任を負う一方、閉鎖網のメンバーに電力を販売するトレーダーは、消費したエネルギーに対してのみ請求する。

## 電気自動車充電サービス

2022年3月19日、電気自動車向けエネルギー充電サービスの提供を規定する2022年3月8日付勅令184/2022が官報に公布された。この規則が管理する主な側面は以下のとおりである：

- この規則は、公共又は企業による車両の充電活動に参加できる2つの法人を定義し、それぞれの権利と義務を確立する。充電ポイント運営者は、充電ステーションを運営する権利を有し、その物理的な運営に責任を負う。また、電気自動車のユーザーと運営者の間を仲介し、ユーザーに付加価値サービスを提供できる電気移動サービス提供企業について規定した。
- これは、公共アクセス・ステーションでタイムリーな充電を提供する義務を強化し、技術的又は契約的な性質の障壁を排除するものである。
- さらに、運営者と供給事業者の双方は、MITECO、自治体、セウタ及びメリリャに必要な情報を送り、充電ポイントの位置、特徴、充電料金などを示した公式マップを発行してもらわなければならない。

## 電力セクターにおける研究とイノベーション促進のための規制サンドボックス

2022年7月12日、2022年7月11日付勅令568/2022が官報に公布され、電力セクターの研究とイノベーションの促進を目的とした規制サンドボックスの一般枠組みを定めた。その目的は、潜在的な規制の改善をテストできる管理された空間を確立し、規制の変更を迅速化し、変更がセクターのニーズによりよく適合するようにすることである。この規制により、研究・技術革新を促進するパイロット・プロジェクトの実施が可能となり、その量、期間、地理的範囲が限定され、セクター別規制の適用除外が必要となる場合がある。これらのプロジェクトの開発者は、CNMCと協力してエネルギー担当長官とのテストプロトコルに署名する必要がある。このプロトコルでは各パイロット・プロジェクトの具体的な規則と条件が定められる。

## 天然ガス価格の価値を卸売市場価格に組み込むことにより、発電設備の市場収益を減少させる一時的メカニズム

2021年9月14日付勅令17/2021は、天然ガス価格の上昇によるガス及び電力の小売市場への影響を緩和するための緊急措置に関するもので、2021年9月16日の発効から2022年3月31日まで、卸売市場の電力価格に天然ガス価格の価値を組み込むことで得られたとされる高い収益に比例した金額を支払う義務など、他の措置も規定している。このメカニズムはその後、2021年10月26日付勅令23/2021（消費者を保護し、卸売・小売電気・天然ガス市場に透明性を導入するための緊急エネルギー対策）により補足された。電力セクターに関する2013年12月26日付法律第24/2013第14条で規定された報酬体系を有する設備、及び10MW以下の容量を有する設備は除外される。この減収による金額は、システムの料金減額に充てられる。同様に、支払義務の範囲は、2021年9月14日付勅令17/2021以前の固定価格契約及び期間契約によるエネルギーには適用されず、また、1年以上の期間をカバーする新たな固定価格契約によるエネルギーにも適用されない。これらの先渡商品において、エネルギーの一部が市場価格に連動する場合、連動しない比例部分のみを除外する。生産者は毎月、責任を持って先渡商品の対象となるエネルギーの申告と裏付け書類を提出しなければならない。また、生産者と供給事業者は、同一企業グループ内又は第三者の間で行われる物的・金銭的な先渡契約について、定期的にCNMCに報告しなければならないと定めている。

2022年3月29日付勅令6/2022により、ウクライナ戦争の経済的・社会的影響に対応する国家計画の枠組みにおける緊急措置が追加修正された。これに基づき、2022年3月31日以前の固定価格先渡契約によるエネルギーは、メカニズムの適用から除外される。ヘッジ期間が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。同じビジネスグループの発電と商業化の間の二者間契約の場合、ヘッジ価格は商業化会社が最終消費者に転嫁する価格となり、この場合、免除される固定価格は、セクターの平均商業化マージンの67ユーロ/MWhの値を増加させることによって決定される。

最後に、2022年10月18日付勅令18/2022は、「Plan + seguridad para tu energía (+SE)」(プラン+あなたのエネルギーのための安全保障)に基づき、エネルギー消費者の保護を強化し、天然ガス消費量の削減に貢献するための措置、並びに公共セクター職員の報酬及び干ばつの影響を受けた臨時農業労働者の保護に関する措置を承認し、その有効期限を2023年12月31日まで延長した。

## 卸売市場における電力価格を引き下げる発電コスト調整メカニズム

2022年5月14日、卸売市場における電力価格を引き下げるための発電コスト調整メカニズムを一時的に確立する2022年5月13日付勅令法10/2022を含む官報（BOE）が発行された。この措置は、限界化石技術の生産コストを引き下げるメカニズムを確立するもので、卸売市場の清算後の価格と同等の引き下げを達成することを目的としており、当初は2023年5月31日までだったが、その後、2023年3月28日付勅令法3/2023により、2022年5月13日付勅令法10/2022に基づいて規制される卸売市場における電力価格の引き下げに生産コスト調整メカニズムを拡大するため、2023年12月31日まで延長された。

このメカニズムは、火力発電所で消費されるガスの参照価格と、スペインの組織化されたガス市場（MIBGAS）におけるガスのスポット価格との差に基づく調整を定めるものである。勅令法3/2023に基づいて設定されたガス価格の道筋は、2023年1月の45ユーロ/MWhから2023年12月の65ユーロ/MWhまで上昇すると考えられている。このメカニズムは、複合サイクル、石炭火力発電所、熱電供給など、規制された報酬の枠組みが適用されていない発電所や、2022年12月27日付勅令法20/2022に従い、2013年以前の熱電供給や廃棄物発電所（出力50MW以上100MW未満）で、特定の報酬制度を一時的に拒否することが認められている施設にも適用できる。この調整額は、イベリア半島の需要のうち、卸売市場価格と直接連動した価格でエネルギーを調達している、或いは、卸売価格に対するこのメカニズムの有益な効果をすでに考慮した契約が結ばれているなどの理由で、この恩恵を直接受ける部分の間で分配される。この後者の側面に関しては、蓄電池や揚水消費を提供するユニットは、補助的な発電サービスを提供するユニットとともに、調整費用の支払いから除外される。

この申請は、2022年6月8日に承認された欧州委員会の認可を条件として発効する予定であったが、その後、環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico- MITECO）は、2022年6月8日付命令TED/517/2022を可決し、メカニズムの開始日を2022年6月14日（需給調整については2022年6月15日）と定めた。このメカニズムは2023年12月31日まで適用された。

## 長期契約を促すメカニズム

2021年9月14日付勅令法17/2021は、ガス価格高騰のガス・電力小売市場への影響を軽減するための緊急対策として、特定の報酬を持たず、再生可能エネルギーオークションの受け皿にもなっていない、非排出型の管理可能なベースロード発電の10年間の下限値の最大25%に連動する長期エネルギー購入契約のオークションを通じて、長期契約を奨励するメカニズムを確立した。売手は、発電において支配的な事業者である電力発電事業者である。買手は、提案募集の決議で定められた条件において、基準電力小売事業者（政府により指定され、規制料金の提供を行う事業者）だけでなく、電力小売事業者（主要な電力事業者であるグループを除く）及び直接消費者であってもよい。

## 電気集約型消費者

2023年6月13日付勅令444/2023は、2020年12月15日付勅令1106/2020を修正し、電気集約型消費者の法令を規定するもので、2023年6月14日に公布された。この勅令は、2020年に可決された電気集約型消費者法令を修正するもので、特定の産業施設が電気集約型消費者としての認定を申請するための要件を規定している。この修正により、この状況下に含めることができる活動のカタログが拡大され、一定の要件が緩和されたため、受益者数が増加した。最大支援額も更新され、再生可能エネルギーに対する特別な報酬制度と、半島以外の電力系統のコストを補うことになった。これは、全ての活動に対する現在の85%から以下のように変更された：重大なリスクがあるセクターは85%、リスクがあるセクターは75%（消費量の50%が炭素由来であり、消費量の10%又は再生可能エネルギーによる自家消費で消費量の5%を先渡契約していることを示すことができれば、85%に拡大可能）、又はエクスポージャーが大きい施設（電力コストが付加価値総額（GVA）に対して一定のしきい値を超えている場合）は、より大きな割合を設定する。

それでも、受益者が負担した料金が0.5ユーロ/MWh以下だったケースはない。

また、以下に示すように、電気集約型消費者の証明書を保有する消費者は、2024年12月31日まで、配電網及び送電網へのアクセス料金を一時的に80%減額された。2024年12月24日、この減額措置を2025年12月31日まで延長することなどを定めた2024年12月23日付勅令9/2024が官報に公布された。しかし、2025年1月22日に開催された議会本会議において、2024年12月23日付勅令9/2024の承認が最終的に否決されたため、勅令法は廃止され、効力を失った。

一方、2025年7月、環境移行・人口問題省（MITECO）は、2014年10月15日付法律18/2014によって規定されたエネルギー効率義務国家システムにおいて、最終的なエネルギー節約を計上するための「産業部門における大規模エネルギー消費企業」を定義する命令案に関する公開協議を開始した。これらの企業は、過去3年間の平均年間エネルギー消費量が1GWh以上であること、及び過去2年間のうち少なくとも1年間は、年間最終エネルギー消費量の年間付加価値総額に対する比率が1kWh/ユーロ以上であることを証明しなければならない。同様に、これらの企業が省エネルギー証書（ESC）システムの中で省エネルギーを収益化できるような条件が確立されている。

同様に、2025年12月、環境移行・人口問題省（MITECO）は、電気集約型消費者規約の新たな修正手続を開始し、このステータスを選択するための要件、認証、この種の消費者の義務などに関する特定の側面の変更を提案した。

### 環境アセスメント法の改正

2023年6月14日、官報は環境アセスメントに関する2013年12月9日付法律21/2013の付録I、II、IIIを改正する2023年6月13日付勅令445/2023を公布した。この法律は、通常アセスメントと簡易アセスメントの対象となるプロジェクトを規制するもので、欧州法に適合させるとともに、施行されていた数年間の経験に基づいて内容を更新し、統一している。最も重要な点は以下のとおりである：

- 通常的环境影響評価（EIA）の対象となる新しいタイプのプロジェクト、特にエネルギーセクター、工業、鉱山に影響を与えるプロジェクトを導入する。
- 特定のプロジェクトをこの手続から除外していた様々な閾値を撤廃し、簡易アセスメントの範囲を拡大した。現在、簡素化された評価の対象となっているプロジェクトには、電気化学バッテリー又は電力設備とハイブリッド化されたその他の技術を使用した独立型エネルギー貯蔵、送電線又は再生可能エネルギー源から電解光電、或いは光触媒水素を生成する産業施設の特定の再電力供給プロジェクトなどがある。

2025年12月、環境アセスメント法の付属書の更新を目的とした公開協議が開始された。

### カーボンフットプリント登録、オフセット、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）吸収プロジェクト

2025年4月12日、2025年3月18日付勅令214/2025が官報（BOE）に掲載され、カーボンフットプリント、オフセット、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）吸収プロジェクト登録簿が作成され、カーボンフットプリントの算定義務、温室効果ガス（GHG）排出削減計画の作成・公表義務が定められた。

### 国家エネルギー委員会（Comisión Nacional de la Energía - CNE）を復活させるための法案

2024年1月20日、環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico-MITECO）は、CNE復活法案の公聴会を開始した。欧州委員会の役割は、脱炭素化という新たな目標を含め、エネルギー市場が適切に機能しているかを監視することに重点が置かれる。この法案のいくつかの側面は以下のとおりである：

- 新しい委員会は、独自の法的地位、有機的・機能的自治、独自の予算、政府・行政・市場からの完全な独立性を有する公法上の組織となる。また、議会と司法の監督下に置かれることになる。
- 電力、液体炭化水素、天然ガス、グリーン水素、その他の再生可能ガス市場に対する監督・管理機能を有する。さらに、検査、制裁、仲裁の機能を果たし、情報とサポートを提供し、代理人や消費者から寄せられた苦情を処理する。最後に、その管轄下にある業界のアクセス料金、ハンドリングチャージ、価格、料金、規制報酬を決定する責任を負う。また、株式取得プロセスを監督し、規制提案の策定に関するアドバイザー機能も提供する。
- 委員会の評議員は7名の委員（委員長、副委員長、5名の理事）で構成され、任期は6年である。委員会には、電力、炭化水素及び新燃料、検査の3つの部門が含まれる。
- 新CNEは、法律の承認から最長4カ月以内に完全に構成され、運用されなければならない。
- さらに、本法案は、電力・ガスセクターのアクセス料金、料金、手数料、価格、規制報酬の精算のための収益と支払い、及び一般国家予算におけるこれらのセクターのための振替を管理するための、電力・ガスセクター決済経済財務管理基金（FGLSEG）の設立を規定している。

2024年9月24日、閣僚評議会は国家エネルギー委員会（CNE）の再設置に関する法案を承認し、代議員会に付託、現在処理中である。

## 電力供給及び契約に関する一般規則を承認し、電力供給における供給、集約及び消費者保護の条件を定める勅令

2026年2月12日、2026年2月11日付勅令88/2026が官報（BOE）に掲載され、電気エネルギーの供給、販売、集約に関する一般規則が承認された。この規則は、現在の現実と新しいビジネス・モデルに適合させるため、現在様々な規則に分散している電気エネルギーの供給と契約に関する規制を統合することを目的としている。勅令によって定められたいくつかの側面について、以下に詳述する。

- 顧客からの明示的な要請がない限り、販売業者による商業目的の電話及び電話による契約行為の禁止。
- 20万人以上の顧客を持つ販売業者は、スポット市場に連動したダイナミック価格のオファーを提供しなければならないと定められている。
- 財務的支払能力の証明など、販売活動にアクセスするための新たな要件が設定され、資格剥奪を要求するためのプロセスと、この状況から派生する予防措置が策定された。
- 電力サプライヤーを変更する場合の期限は、現行の21日から10営業日に短縮され、変更先のサプライヤーは、契約の正式締結から営業日の最大24時間以内に、販売会社に変更依頼を送ることができる。
- 電力供給契約に関しては、一般的なルールとして、1年ごとの期間更新が黙認されているが、消費者とサプライヤーが異なる期間について自由に合意する可能性が導入され、また、同じ決済期間（現在は15分）に重ならないことを条件に、複数のサプライヤーと同時に契約し、卸売市場に直接参入する可能性もある。契約電力が15kW未満の供給については、顧客はいつでも違約金なしで契約を解除することができる。ただし、自由市場における固定価格契約の最初の年次延長前であれば、違約金はその会計年度の未請求エネルギーの5%を超えてはならない。脆弱な消費者が小口需要家のための自主価格（PVPC）の適用を受けるために変更を行った場合、違約金は適用されない。
- アグリゲーターの役割は規制され、その権利と義務は確立されている。
- ディストリビューター、販売担当者、アグリゲーターは、少なくともデジタル上では無料のカスタマーサービスを提供しなければならない。苦情は最長15営業日以内に解決されなければならない。また、販売業者が自主的に消費者保護機構（顧客オンブズマン）を設置する可能性も導入され、その決定は最長2カ月以内に出され、企業を拘束する。

## 天然ガス供給網におけるスマートメーター導入計画案

2025年7月、環境移行・人口問題省（MITECO）は、天然ガス供給網へのスマートメーター導入計画を承認する命令案に関する公開協議を開始した。

本命令案は、液化ガス供給を除く、年間消費量が50,000kWh以下の天然ガス供給地点に2035年までにスマートメーターを段階的に導入することを目指すものである。とりわけ、産業及び商業需要家に対して遠隔計測機器を義務付ける消費量の閾値が変更され、スマートメーター及び遠隔計測機器が満たすべき最低限の技術仕様が詳細に定められるとともに、需要家による自らの消費データへのアクセス、メーターの所有の可能性、並びに設置手続（配電事業者の情報提供義務を含む）についても規定されている。

## 送電網計画

2023年12月23日、12月21日付命令TED/1375/2023が官報に公布され、2030年を期限とする送電網の整備に関する提案を行う手続が開始された。この命令に基づき、2024年3月31日まで、全ての利害関係者が2025-2030年の計画プロセスに開発案を提出する参加型プロセスが行われた。2024年4月1日から2024年10月1日まで、Red Eléctrica de España, S.A.U.（REE）は、MITECOが設定した基準に基づいて、同省に提出された提案を分析した。そして最後に、2024年10月9日、MITECOは2025-2030年送電網開発計画の戦略的環境アセスメントに関する事前協議を開始した。

2024年4月16日、閣僚評議会は、環境移行・人口問題省（MITECO）の要請を受け、2026年を視野に入れた送電網計画の具体的な修正を承認した。

その後、2025年7月8日の閣僚評議会は、2021-2026年送電網開発計画に対する一連の具体的な修正を承認し、半島とカナリア諸島及びバレアレス諸島の両方で、電圧制御、振動に対する安定性、及び一般的に電力系統の強化を促進するための追加ツールを送電網に組み込むことを目的とした一連の具体的な行動を組み込んだ。

最終的に、2025年10月9日、2030年を視野に入れた送電網計画案とその戦略的環境調査について、実質的及び環境的な目的で公開協議が開始された。

## 孤立性高位低気圧（IHLD）による被害に対する即時対応、復興、再出発計画を後押しする緊急措置

孤立性高気圧（IHLD）による自然災害を受け、各自治体、特にバレンシア自治体において、スペイン政府は、2024年11月5日付勅令6/2024により、被災した住民を支援し、被災したインフラ、商品、サービスの状態を回復させることを目的とした一連の措置を承認することに合意した。2024年10月28日から2024年11月4日の間に、様々な市町村で発生した孤立性高気圧（IHLD）による被害に対応するための緊急措置を採択し、2024年11月11日付勅令7/2024により、10月28日から2024年11月4日の間に、様々な市町村で発生した孤立性高気圧（IHLD）による被害に対応するための即時対応、復興、再出発のための計画を推進するための緊急措置を採択した。エネルギー面での主な対策には、以下のようなものがある：

- 例外的に、2025年12月31日まで、IHLDのために供給が中断された電力及び天然ガスの供給拠点では、供給契約と第三者による送電網へのアクセスが一時的に停止される。停止期間中及び再開期間中の最終消費者への費用は発生しない。
- 例外的に、2025年12月31日まで、IHLDの影響を受ける自治体に所在する供給ポイントの電力供給契約は、代替案を契約するために一時的に停止又は変更される可能性がある。2025年12月31日以降、3カ月以内であれば、一定の条件のもと、再開を要請することができ、最長5日以内に、消費者に負担をかけずに解決しなければならない。
- 例外的に2025年12月31日まで、ローカル・ネットワーク料金レベルRL1以上でカバーされる供給地点の保有者、又は単一顧客の液化天然ガス（LNG）サテライトプラントを有する供給地点の保有者は、2024年10月28日以前の各契約について、その期間にかかわらず、契約日流量の変更又は適用される料金の変更を要求することができる。
- 例外的に、2025年12月31日までは、電気、石油製品、天然ガス、水道の供給を停止することはできない。
- 例外的に、IHLDの影響を受ける自治体の送配電網の再構築のための投資は、2024年と2025年の間に委託されるが、電力系統から報酬が支払われるものの、電力系統による報酬の対象となる投資額には含まれない。
- 例外的に、2025年12月31日まで、IHLDの影響を受ける電力及び天然ガスの供給契約に対応する請求書は繰り延べられる。

## 電力系統の強化

2025年6月25日、電力系統強化のための緊急措置を承認する2025年6月24日付勅令7/2025が官報（BOE）に掲載された。これは、2025年4月28日に半島の電力系統で発生した停電の状況を分析するために設置された委員会の作業から生まれた一連の措置であり、その目的は電力系統の回復力、柔軟性及び安全性を強化することである。採用された措置の中には、以下のようなものがある：

- 系統運用者は、電力振動への対応、電圧変化率、技術的制限のプログラム、及び系統の安全性強化に寄与するその他の技術的要素に関する規制修正案、送配電網の開発計画を調整するための新たな運用手順、及び以下の提案を提出しなければならない。  
インシデント分析のための最低監視要件。さらに、最終顧客データへの単一アクセスポイントの機能も割り当てられている。
- 電圧制御と安定性に重点を置いた送電網の回復力を強化するための緊急措置が承認され、2021-2026年開発計画に組み込まれる。同様に、送電計画の見直しは3年ごと、具体的な修正は2年ごとに行われる。
- スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、代理人による電圧制御義務の遵守状況について3カ月ごとに報告書を作成し、3年ごとに更新される復旧能力に関する検査計画を作成しなければならない。
- 避難インフラ（訳注：再エネの系統連系インフラ）を共有する発電設備や蓄電設備の所有者は、電力系統に対して連帯責任を負い、責任の分担について正式に合意することが定められている。これらがいない場合は、アクセス容量に応じた比例配分が適用される。
- 環境移行・人口問題省（MITECO）は、需要が十分満たされない場合、容量メカニズムを認可することができる。同様に、供給の安定を理由とする一時的な緊急発電・蓄電の設置認可についても、行政上の簡素化が導入される。

- また、再生可能エネルギー・プロジェクトの手続を迅速化するための措置も導入されている。さらに、既存発電設備のリパワリング（repowering）が奨励されており、その結果得られる電力が元の電力の125%未満であれば、管理期限が半分に短縮される。
- 2025年については例外的に、規制報酬のある再生可能エネルギー施設の最低運転時間と運転基準値は、価格がゼロまたはマイナスの時間の超過の影響により、25%引き下げられる。
- 公益事業宣言や行政期限の合理化など、蓄電を促進するための様々な措置が講じられている。また、複数の消費と、消費者、発電者又は蓄電施設によって発電された電力とを統合して電力市場で売買し、系統へのサービスを提供する独立系アグリゲーター（特定卸供給事業者）の登場など、新しい柔軟性ツールも組み込まれている。
- これにより、特定のケースで様々な自家消費方式を組み合わせることが可能になり、5MW未満の発電設備については、発電と消費の間の最大距離を5kmに拡大し、参加者の代表として行動できる自己消費管理者を設置する。
- アクセス許可の有効期限は、1kVからの全ての需要設備に拡大され、自動ルールと電圧に応じて3年又は5年の期間が適用される。
- 申請者に代わって設置業者が実施するものを含め、新規接続やネットワーク拡張を実施するために配電事業者が満たさなければならない最大期限が強化され、具体的な対応と検証の時間が設定された。
- 電気自動車用の充電ポイントの設置は、環境影響評価や公益事業宣言が不要である限り、認可が免除される。
- 2017年、2018年、2020年から2025年までの一般国家予算に計上される非半島領土（NPT）の発電に関連する追加コストの余剰分の用途が有効になる。
- 電気集約型消費者に対する料金の80%引き下げは2025年12月31日まで延長される。

この勅令法は2025年6月25日に施行された。しかし、2025年7月22日に開催された議会本会議が、最終的に2025年6月24日付勅令法7/2025の批准を否決したため、勅令法は廃止され効力を失った。

上記の結果、2025年7月31日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、廃止された2025年6月24日付勅令法7/2025に含まれる措置の一部を含む勅令案に関する公聴会を開き、最終的に2025年11月5日付勅令997/2025として承認された。この勅令に含まれる措置には、以下のようなものがある：

- スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、四半期ごとに電圧制御義務の遵守状況を評価し、3年ごとに復旧能力に関する臨時検査計画を実施しなければならない。
- 系統運用者であるRed Eléctrica de España, S.A.は、システムのセキュリティを向上させるため、3カ月から6カ月以内に規制改革と新しい技術的手続を提案しなければならない。
- 貯蔵を促進するために、すでに開発された土地でのハイブリッド化を優先すること、行政認可を目的とした設置容量の再定義、処理の合理化など、その統合を促進する措置が導入される。
- アクセス・接続手続に関しては、新規産業活動の電化が奨励され、アクセス・接続権の有効期間は5年間に制限され、経済活動全国分類（CNAE）の識別が必要とされる。揚水発電や洋上風力発電の場合は9年間に延長できる。新電力需要については、販売会社の対応期間が最大80日に短縮される。
- リパワリングの項目は、2023年10月18日付再生可能エネルギー促進に関する指令2023/2413に従って定義され、研究・開発・革新（R&D&I）プラットフォームの認可は簡素化され、プロトタイプを1回の運転認可で置き換えることができる。

一方、2025年5月、重要な企業の保護と回復力に関する法案の公聴会が開始された。その目的は、銀行・金融部門を除く国土の重要な企業を特定・定義し、技術面・組織面・セキュリティ面の対策を採用し、リスク状況において必要不可欠なサービスの提供を保証するために必要な対策を確立することである。同様に、監督・制裁制度の実施に加えて、リスク評価を実施し、具体的な回復計画を策定することが提案されている。提案されている重要な企業の中には、エネルギー部門、具体的には、発電、送配電ネットワーク、供給、市場運用企業を含む電力会社が含まれる。

同様に、2025年10月21日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の決議が官報（BOE）に掲載され、スペイン半島部の電力系統における電圧安定化のための緊急措置導入のため、様々な電力運営手続が一時的に変更された。具体的には、手順3.1（スケジューリングプロセス）、P.O.3.2（技術的制約）、P.O.7.2（二次規制）が修正される。これらの変更の有効期限は30日間で、系統運用者の正当な要請により15暦日、最長3カ月間延長され、2026年1月19日に終了する。各種の延長措置が承認された後、2026年1月20日付で、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の2026年1月19日決議が官報（BOE）に公表され、これらの運用手続が改訂された。その目的は、既存の暫定措置の適用をその期限後も維持し、これを現行の手続の本文に組み込むことであり、当該期間における関係主体との経験及び議論を踏まえ、当初の決議文に対して一定の修正が加えられている。

**2025年12月23日付勅令16/2025は、社会的脆弱性の状況に対処するための一定の措置を拡大し、税及び社会保障に関する緊急措置を採択した。**

2025年12月24日、2025年12月23日付勅令16/2025が官報に公布された。この勅令法に含まれる措置には、以下のようなものがある：

- 「ボノ・ソーシャル」（社会的補填）社会的補填の高い割引率は2026年中も維持される（脆弱な消費者には42.5%、深刻に脆弱な消費者には57.5%）。
- 供給保証：供給停止の禁止（水とエネルギーの供給の保証）は2026年12月31日まで維持される。
- 非半島領土（NPT）の電力系統における発電：2026-2031年の規制期間中の財政的報酬率は6.58%とされ、例外的に、技術的・経済的パラメータの見直しの承認期限は2026年2月28日まで延長され、2026年1月1日から適用される。同様に、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、定期的に、またいかなる場合でも、規制の半期ごとに、最小コストでの供給を保証するための提案や、政府・自治体・市の脱炭素化目標への準拠を含め、これらの地域のコスト、消費者への供給条件と価格を評価することが定められている。

しかし2026年1月27日、議会本会議はこの勅令法を廃止し、採択された措置は有効なままとした。

その後、2026年2月4日に、2026年2月3日付勅令2/2026が官報（BOE）に公布され、税務分野における社会的脆弱性への対応及び地方財政制度の資源に関する緊急措置が採択されました。これには前述の措置が含まれており、現在、議会による承認を待っている。

## 顧客サービス法

2025年12月27日、顧客サービスを規制する2025年12月26日付法律10/2025が官報（BOE）に公布された。その目的は、一般向け基本サービスを提供する企業や大企業の顧客サービスの最低品質と評価レベルを規制することである。

## ガスシステム

2015年5月22日、炭化水素セクターに関する1998年10月7日付法律34/1998を改正し、炭化水素の探査、研究、開発に関連する一定の税制及び非税制措置を規定する2015年5月21日付法律8/2015が公布された。その目的は、炭化水素セクターにおける競争と透明性の向上、不正行為の削減、消費者保護の強化、消費者のコスト削減、違反及び罰則制度の適合を目的として、炭化水素法を最新のものに改正することにある。

天然ガス分野では、競争を激化させることで消費者にとってより競争力があり透明性の高い価格を実現し、新たな販売業者の参入を促進する、組織化された天然ガス市場を創設することが目標である。また、組織的ガス市場運用者を指定し、認可を受けた天然ガス設置者であれば誰でも施設検査ができるようにし（これまでは販売業者を通じて行われていた）、事前協定を締結している他の欧州連合（EU）加盟国との天然ガス販売免許の相互承認を通じて新規販売業者の参入を奨励し、販売業者に柔軟性とコスト削減を提供するため、最低保障在庫に関する一定の措置を採用している、戦略石油備蓄公社（CORES：Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos）が天然ガスの戦略的備蓄を維持できるようにすることで、供給の安全性を損なうことなく、天然ガスの安定供給を実現する。

2015年10月31日、2015年10月30日付勅令984/2015が公布され、組織化されたガス市場とガスシステムの施設への第三者アクセスが規定された。この勅令は、このガス市場の運営に関する基本規則と、ガス施設の検査手続などのその他の措置を定めている。

2017年11月10日に閣僚評議会の決議が採択された後、2017年12月13日、エンデサを含む天然ガス市場における支配的な事業者による強制的なマーケットメーカーサービスの提供条件を定める決議が公表された。

## 2025年天然ガス料率

2024年12月30日、エネルギー政策・鉱業総局の2024年12月26日付決議により、2025年1月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（Tarifa de Último Recurso- TUR、ラストリゾート料金とも呼ばれる）が公表され、最終保障料率（LRT1）、最終保障料率2（LRT2）、最終保障料率3（LRT3）がそれぞれ約8.6%、10.1%、11.1%の値上げとなった。さらに、2022年10月18日付勅令18/2022で導入された住宅所有者コミュニティに適用されるTURは、約8.6%増の16.7%となる。

2025年3月31日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年3月26日付決議により、2025年4月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（TUR）が公表され、最終保障料率1（TUR1）、最終保障料率2（TUR2）、最終保障料率3（TUR3）がそれぞれ17.7%、20.5%、22.5%引き下げられる。住宅所有者コミュニティに適用される最終保障料率（TUR）は17.7%から32.8%の間で減少する。

2025年6月30日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年6月26日付決議により、2025年7月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（TUR）が公表され、最終保障料率1（TUR1）、最終保障料率2（TUR2）、最終保障料率3（TUR3）がそれぞれ3.8%、4.6%、5.1%引き下げられる。住宅所有者コミュニティに適用される最終保障料率（TUR）は3.8%から8.3%の間で減少する。

最終的に2025年9月30日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年9月26日付決議が発表され、2025年10月1日からの天然ガスの最終保障料率（TUR）が決定され、最終保障料率1（TUR1）は12.5%、最終保障料率2（TUR2）は13.7%、最終保障料率3（TUR3）は14.6%の値上げとなった。住宅所有者コミュニティに適用される最終保障料率（TUR）は12.5%から23.1%の間で減少する。

## 2026年天然ガス料率

2025年12月22日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年12月22日付決議が公表され、2026年1月1日から適用される天然ガスの最終保障料率（TUR）が発表され、最終保障料率1（TUR1）、最終保障料率2（TUR2）、最終保障料率3（TUR3）がそれぞれ3.7%、4.3%、4.8%引き下げられた。住宅所有者協会に適用される最終保障料率（TUR）の引き下げは3.7%から7.8%の間となる。

## 6.2. 欧州における規制の枠組み

### 欧州におけるエネルギー及び環境

2021年6月30日付欧州議会及び理事会規則（EU）2021/1119は、気候中立達成のための枠組みを定め、欧州気候法規則を改正するもので、2030年までに温室効果ガス（GHG）の国内純排出量を1990年比で少なくとも55%削減するという欧州の目標を定めた。

欧州委員会が2021年7月14日に発表した「Fit for 55」パッケージは、この目的の達成を支援するためにEU法を改正・更新する枠組みである。特に注目すべきは以下の規定である：

2023年5月16日、排出量取引制度（ETS）を改正する指令2023/959が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、年間削減率を引き上げることで排出量上限を改正し、2030年の削減目標を2005年比で62%に設定した。とりわけ、航空に関する証明書の無償割当が廃止され、海上輸送が含まれ、道路輸送と建築物に関する新しい排出権制度が創設された。

2023年5月16日、EU規則（EU）2023/956が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、電力を含む特定の製品の二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）輸入に価格を設定する炭素国境調整メカニズム（CBAM）が設立された。

2023年4月26日、欧州連合官報（OJEU）に「加盟国による拘束力のある年間温室効果ガス排出削減量に関する規則2023/857（努力分担規則）」が公布され、各加盟国の建築物、欧州道路・海上輸送、農業、廃棄物、小規模産業の排出削減目標が設定され、強化された。

さらに、エネルギー効率に関する指令（EU）2023/1791の改正が2023年9月20日付欧州連合官報（OJEU）に掲載された。EUのエネルギー消費削減目標は、2020年を基準として、2030年には11.7%削減することが義務付けられている。

最終需要家レベルでのエネルギー効率義務制度に関しては、年間削減義務が0.8%から2024-2025年には1.3%、2026-2027年には1.5%、2028-2030年には1.9%に引き上げられる。

2023年9月22日、代替燃料インフラの実施に関する規則2023/1804が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、ゼロ・エミッション車の販売に伴う充電容量の拡大と、主要自動車道への充電・給油ポイントの設置（電気充電は60km毎、水素給油は200km毎）が義務付けられた。航空・海運セクターは、一定の条件のもと、主要港や空港で電力を供給することが義務付けられている。

同様に、再生可能エネルギー指令（EU）2023/2413の改正が2023年10月18日付欧州連合官報（OJEU）に掲載された。その新しい特徴の中には、2030年の欧州連合（EU）の最終エネルギー消費量の42.5%を再生可能エネルギーとする目標があり、45%を達成することを意図している。また、許認可に関連して、いわゆる「再生可能エネルギー加速地帯」の内外に位置するプロジェクトを区別する許認可の迅速化措置が承認された。また、再生可能とみなされるためにガスが満たすべき一定の要件も定められている。水素のような非生物起源のガスが再生可能であるとみなされるための基準は、2つの委任法で定められている。

2024年5月8日、建築物のエネルギー性能に関する指令（EU）2024/1275が欧州連合官報（OJEU）に掲載された。この指令は、建物のエネルギー効率の向上及び温室効果ガス排出量の削減を促進し、2050年までにゼロ・エミッション建築ストックを達成することを目的としている。地域の特性や気象条件、室内環境品質への要求、費用対効果などを考慮する。電気自動車に関しては、新築・改築の建物に事前配線が義務付けられ、充電ポイントの最低数が増える。

2024年5月31日、再生可能エネルギーの許可付与手続の迅速化を目的とした、2024年5月13日付欧州委員会勧告（EU）2024/1343が欧州連合官報（OJEU）に掲載された。特に、再生可能エネルギー及び関連インフラ・プロジェクトに対する再生可能エネルギーの許可付与手続の迅速化に取り組んでいる。

2024年6月6日、欧州連合官報（OJEU）に2024年5月14日付規則2024/1610が公布され、新型大型車の二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出性能基準が強化され、報告義務が統合された。この規制は、2040年までに新型大型車の二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量を90%削減し、2035年までに新型都市バスの二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量を100%削減することを定めている。

2024年6月28日、欧州連合官報（OJEU）に「ゼロ・ネット・エミッション産業規則」（規則(EU) 2024/1735）が公布され、ゼロ・ネット・エミッション技術の欧州製造エコシステムを強化するための措置の枠組みが示された。

本規則の実施に伴うフォローアップとして、2025年7月に3つの重要な実施措置が施行された：

- 再生可能エネルギーオークションにおける価格以外の基準に関する規則：責任ある企業行動、サイバーセキュリティ、持続可能な開発と回復力への貢献。
- 戦略的プロジェクトの選択に関する共通基準。「ネット・ゼロ」技術の製造プロジェクトが「戦略的」と認められるには、一定の基準を満たさなければならない。このステータスは、融資を受けやすくなるなど、特別なメリットを与える。
- ネット・ゼロ技術とその主な構成要素をリストアップした実施法。欧州連合（EU）がこれらの技術や構成要素を第三国に大きく依存しているかどうかを評価する。

2024年7月15日、欧州連合におけるエネルギーセクターからのメタン排出量の正確かつ適正な測定、定量化、監視、報告、検証のための規則と、これらの排出量の透明性を確保するための手段を確立することを目的として、エネルギーセクターにおけるメタン排出量の削減に関する規則（EU）2024/1787が欧州連合官報（OJEU）に掲載された。

最後に、2024年7月15日、再生可能ガス、天然ガス、水素の域内市場に関する共通規則に関する指令2024/1788と規則2024/1789が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、システムへのアクセスと卸売市場への参加条件が定められた。このパッケージの主な目的は、再生可能ガスや低炭素ガスの市場参入を促進することである。その主な新機能は、低炭素水素の定義、水素ネットワークのアンバンドリング、相互接続時にネットワーク事業者が受け入れる混合比率の上限を2%に設定すること、及びEUの水素インフラの計画と開発を調整する独立した水素事業者（EU Hydrogen Network Operators - ENNOH）の新設である。EU諸国からのガスの共同購入は自主的に維持されている。委任法を通じて、低炭素水素による温室効果ガス（GHG）削減量の計算方法が完成した。

## エネルギー価格高騰対策

2021年10月、コロナ禍後の景気回復とそれに伴う需要増により、2021年下半期にエネルギー価格が上昇したため、欧州委員会は、既存の欧州法に違反することなく価格上昇に対処するために加盟国が取り得る措置をまとめた文書を発表した。

ロシアとウクライナの紛争による危機的状況の悪化を受けて、欧州委員会は以下の2通の文書を発表した：

- 2022年3月8日、「REPowerEU：より手頃で安全かつ持続可能なエネルギーのための欧州共同行動」と題する文書では、来たる冬に向けて十分なガス備蓄を確保すること、欧州連合（EU）の供給を多様化し再生可能エネルギーを推進することでロシアのガス供給への依存を減らすことの必要性を強調している。また、エネルギー市場の価格高騰に対応して加盟国が実施できる措置や、加盟国が特定の行動を実施できる条件も示されている。
- 2022年3月23日、「供給及び手頃なエネルギー価格の保障：緊急措置及び来冬の準備に向けた選択肢」と題する文書が公表された。当該文書は、加盟国がエネルギー価格の上昇に対処するために取りうる様々な選択肢を提示している。

これらの文書は、以下のような様々な取り組みや計画を通じて詳細に説明されている：

- 2022年5月18日、ロシアのウクライナ侵攻による世界のエネルギー市場の混乱と困難に対応するため、欧州委員会は「REPowerEU」計画を発表した。この計画では、短期的にはロシアの化石燃料への依存を減らし、エコロジーへの移行を進め、エネルギーを節約する一方で、クリーンエネルギーの生産を増やし、EU全体のエネルギーシステムの回復力を確保するための、数々の対策を打ち出している。それは、欧州が必要としている新たなエネルギー・インフラ及びエネルギーシステムを構築するための財政的、法的措置によって支えられている。
- また、2022年5月18日、委員会から「短期的なエネルギー市場への介入及び電力市場の設計での長期的な改善行動指針」と題する文書が公表された。当該文書は、エネルギー価格の高騰に対処し、ロシアからの供給途絶の可能性に対応するための多くの追加的な短期対策を定めている。また、化石燃料からの移行に対応し、価格ショックへの耐性を高め、消費者の保護と安価な電力供給を実現するために、電力市場の設計を最適化できるいくつかの分野も提示している。

それにもかかわらず、エネルギー価格の高騰が続いているため、欧州理事会は2022年10月6日、こうした価格高騰の影響を緩和するための緊急介入措置（月間総消費量の削減、特定のインフラマージナル生産者の市場収入上限導入、家庭向け供給価格を設定する公的介入措置の確立など）を期限付きで定めた規則を発表した。欧州委員会は2023年6月5日、一時的な緊急措置の見直しに関する報告書を発表し、これらの措置を延長する必要はないと判断した。

さらに同規則は、価格とボラティリティの上昇の結果としてエネルギー会社が苦しんでいる流動性の問題を指摘し、欧州の規制当局（欧州証券市場監督局（ESMA）及び欧州銀行監督機構（EBA））と共に、担保と保証に関する問題、及び過度の日中ボラティリティを制限するための潜在的な方法を評価しているとしている。この規則は現在では効力を失っているが、店頭デリバティブ、中央取引所及び取引保管機関に関する規則（EMIR）自体には、中央取引所は、銀行保証及び流動性の高い公的保証を、決済期間内に要求があれば無条件で利用できる場合に限り、担保として受け入れることができるという規定が盛り込まれている。

同時に、卸売ガス市場の新たな価格上限メカニズムと電力市場の新たな設計についても議論が行われた。

この点に関して、2022年12月29日、欧州連合（EU）官報（OJEU）に規則2022/2578が公布され、いわゆる市場補正メカニズムが導入された。これは、世界市場価格を反映しない欧州連合（EU）におけるガス価格の異常な高騰を抑制するために発動される一時的な手段である。当該メカニズムはTitle Transfer Facility（TTF）の主要なデリバティブ市場に係る天然ガス取引、及びその他の仮想交換点に連動された満期が1カ月から1カ年のデリバティブ取引に適用される。この規則は2024年1月31日まで有効である。しかし、2023年12月19日、規則（EU）2023/2920が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、その有効期限が2025年1月31日まで延長された。

同様に、同じ2022年12月29日、ガス購入のより良い調整、信頼できる価格参照、国境を越えたガス交換を通じて連帯を強化する規則（EU）2022/2576が発表された。2023年12月29日、規則（EU）2022/2576の適用期間を2024年12月31日まで延長する規則（EU）2023/2919が欧州連合官報（OJEU）に掲載された。自主的メカニズムの当初の形式は2025年3月に期限切れとなった。欧州委員会は、需要集約とガス（及び他の原材料の可能性もある）の共同購入のための「恒久的な自主的手段」の創設に取り組んでいる。

さらに、2022年12月29日には、再生可能エネルギーの導入を加速するための枠組みを確立する規則（EU）2022/2577が発表された。この規則は当初18カ月間有効であった。これにもかかわらず、2024年1月10日に欧州連合官報（OJEU）に掲載された規則（EU）2024/223により、一部の規定が2025年6月30日まで延長された。

同様に、2023年3月28日、理事会は、規則（EU）2023/706を通じて、8月5日の理事会規則（EU）2022/1369に含まれる、加盟国のガス需要を15%削減する自主的措置を1年間延長することに合意した（2023年4月1日から2024年3月31日まで）。2024年3月、欧州連合（EU）諸国は2025年3月まで、2017年4月から2022年3月までの平均需要に比べ、ガス需要を15%削減する自主的措置を継続するよう促す理事会勧告が採択された。

欧州議会と理事会は2022年6月に規則（EU）2022/1032を採択し、2025年12月31日までのガス貯蔵所の充填目標を90%と定めた。2025年3月、欧州委員会は規制を2年間延長し、2027年12月31日まで適用を延長することを提案し、最終的にガス貯蔵規則改正規則（EU）2025/1733により採択された。

2025年1月19日、欧州委員会は政策文書「Una Brújula para la Competitividad de la Unión Europea (UE)」（COM/2025/30「EU競争力コンパス」）を公表した。この政策文書は、欧州連合（EU）の競争力を強化するための欧州の戦略を概説し、今後5年間の欧州委員会の活動の指針となるものである。同政策文書では、以下の3つの主要な行動分野を定めている：

- イノベーション・ギャップを埋める
- 脱炭素化と競争力のための共同ロードマップ
- 過剰な依存関係を減らし、セキュリティを高める

2025年2月26日、欧州委員会は、欧州連合（EU）の競争力と脱炭素化を支援するための政策文書「Un Pacto Industrial Limpio」（COM/2025/85 final、「クリーン産業ディール」）を発表した：競争力と脱炭素化のための共同ロードマップ」。これは、脱炭素化を加速させ、欧州の製造業の将来を確保することを目的とした、欧州連合（EU）の産業政策の概要を示す計画である。エネルギーコストの削減、クリーンな製品への需要の喚起、クリーンエネルギーへの移行の資金調達、物質循環、グローバルな行動、熟練労働力の確保といった重要なポイントを考察している。

欧州委員会は、いわゆる「Pacto Industrial Limpio（クリーン産業ディール）」の主要要素として、2025年2月26日付政策文書「手頃なエネルギーに関する行動計画：エネルギー連合の真の価値を解き放ち、すべての欧州市民に手頃で効率的かつクリーンなエネルギーを確保する」（COM/2025/79最終版）を公表し、欧州産業の競争力に対する主要な課題の1つとみなされるエネルギーコストの削減を目指している。この目的に関連して、システムコスト、電力税率の引き下げ、電力価格と高価で変動しやすいガス価格とを切り離す長期契約の支援、システムの認可のためのスケジュールの迅速化、ガス市場における競争の確保といったトピックに取り組むことが推奨される。

2025年5月6日、欧州委員会は、欧州連合（EU）で依然として続いているロシアのエネルギー輸入を段階的に廃止することを目的とした政策文書「ロシアからのエネルギー輸入停止に向けたロードマップ」（COM/2025/440）を公表した。このロードマップは、欧州連合（EU）の競争力と回復力を高め、クリーンエネルギーへの移行を加速させる戦略の一環である。

同様に、加盟国は2025年末までに、ロシアのガス、原子力エネルギー、石油の輸入を段階的に削減するための国家計画を策定した。同時に、欧州連合のエネルギー移行を加速させ、供給安定性と市場の安定性に対するリスクを排除するために、エネルギー供給を多様化するための作業も継続する。

最後に、2026年2月2日、ロシア産天然ガスの段階的な輸入停止とロシア産石油の段階的な輸入停止の準備、潜在的なエネルギー依存の監視の改善、及び規則（EU）2017/1938の改正に関する2026年1月26日付欧州議会及び理事会規則（EU）2026/261が発効し、発効後6週間から輸入禁止を定め、既存の契約については契約の種類に応じて2027年までの経過措置期間が設けられた。

## 送電網

2025年12月10日、欧州委員会は、ネットワーク、貯蔵、再生可能エネルギーに関する許認可の期限を早めることを目的とした「欧州送電網パッケージ」の中の「欧州送電網パッケージに関するコミュニケーションCOM(2025)1005 final」を発表した。「欧州送電網パッケージ」は、「手頃なエネルギーに関する行動計画」の中に位置づけられている。

同じパッケージの中で、2025年12月10日には、系統接続時間を短縮し、電化を加速させるための欧州委員会の勧告を盛り込んだ「効率的な系統接続に関するガイダンスC(2025)8473 final」も発表された。

## 電力市場の改革

2024年5月21日、欧州連合理事会は欧州連合（EU）の電力市場設計改革を承認し、規制条項は2024年6月26日に欧州連合官報（OJEU）に掲載された。これらには、欧州連合（EU）の電力市場設計の改善に関して、2001年12月11日付指令（EU）2018/2001及び2019年6月5日付指令（EU）2019/944を改正する2024年6月13日付指令（EU）2024/1711、EUの電力市場設計の改善に関して、2019年6月5日付規則（EU）2019/942及び2019年6月5日付規則（EU）2019/943を改正する2024年6月13日付規則（EU）2024/1747が含まれる。この改革の主な要素は以下のとおりである：

- 新規の風力、太陽光、地熱、水力、原子力プロジェクトに対し、電力購入契約（PPA）を奨励し、差額決済契約（「CfDs」）を利用することにより、価格変動から顧客を守るため、再生可能エネルギー（及びクリーン技術）を促進する。
- 柔軟性メカニズムを強化し、目標値を示すとともに、加盟国が需要又は貯蔵管理に有利な支援制度を導入できるようにする。
- 消費者保護の強化：販売業者に対する適切なヘッジ戦略の義務付け、ラストリゾートとなるサプライヤー像の創設、危機発生時に加盟国が規制価格を一般家庭や中小企業に拡大する権限、或いは脆弱な消費者に対する供給停止からの保護の強化といった側面がある。
- 送電網の報酬メソドロジーは、送電網のニーズを予測した投資を提供しなければならない。
- 容量メカニズムを最後の手段としてのメカニズムに分類することを廃止し、その承認プロセスを合理化・簡素化する方法を検討するよう欧州委員会に義務付ける。

一方、2023年3月14日、欧州委員会は卸売エネルギー市場の整合性と透明性に関する規則（REMIT）の改正案を提出し、2024年4月17日、卸売エネルギー市場の整合性と透明性に関する規則（EU）2024/1106（REMIT）が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、2024年5月7日に発効した。本規則は、前規則を改正し、卸売エネルギー市場での活動に関する追加報告義務を定めるものである。同規則は、エネルギー規制当局間協力庁（ACER）に罰則権限と調査権限を付与することで、同庁に委ねられる権限を大幅に拡大した。また、内部情報や市場プレーヤーの定義といった概念の明確化も目指している。さらに、市場濫用規制から新たな規定を導入し、市場関係者の義務を重複させるケースもある。規則（EU）2024/1106の発効を受けて、欧州委員会と欧州連合エネルギー規制当局協力庁（ACER）は、卸売エネルギー市場の整合性と透明性に関する規則（REMIT）によって導入された新たな義務を規定し、運用するために、二次規制の幅広い策定プロセスを開始した。このプロセスは、2つの重要な規制の準備と公開協議で構成されている：

(i) 取引、注文、エクスポージャー及びその他の必要な情報をどのように報告しなければならないかを詳細に定義した、データ報告に関する施行規則。

(ii) インサイド情報プラットフォーム（IIPs）及び登録報告メカニズム（RRMs）の認可及び監督に関する委任規則であり、ガバナンス、セキュリティ、サービスの可用性及びデータ品質管理に関して、より厳格な基準を導入している。

## 金融規制

2022年10月、欧州委員会は2022年10月18日付欧州委員会委任規則2022/2310を採択し、商品及びその他の店頭デリバティブ契約で保有するポジションの清算基準額を4,000百万ユーロに引き上げた。この規則は現在見直し中である。

店頭デリバティブ、中央取引所及び取引保管機関に関する規則（EMIR）の改正は、2024年12月4日に欧州連合官報（OJEU）に掲載された。同規則は2024年12月24日から適用されるが、清算義務及び基準額の計算を修正する条文は例外であり、これらを実施する規制技術基準の発効までは適用されない。

最も重要な変更点は、清算基準のポジション計算方法である。この計算には、欧州連合（EU）法に基づいて認可又は承認された中央清算機関で清算されていないデリバティブのみが含まれる。同様に、グループ内取引の報告免除も維持される。さらに、中央清算機関は、銀行保証や流動性の高い公的保証を、決済期間内に無条件で要求可能である限り、担保として受け入れることが認められている。

同様に、2023年3月7日、証券市場及び投資サービスに関する法律6/2023が官報に公布された。本法は、コロナ禍（いわゆる「MiFIDクイック・フィックス」）からの回復に寄与するため、開示要件、商品ガバナンス、ポジション制限に関する2014年5月15日付指令2014/65/EU、及び投資会社への適用に関する6月26日付指令2013/36/EU及び5月20日付指令（EU）2019/878を改正する2月16日付欧州議会及び理事会指令（EU）2021/338をスペイン法に移管するものである。この指令は、グループ・レベルでの活動が中核事業に付随する企業に対し、付随事業免除を適用する意向を規制当局に通知する義務を廃止するものである。さらに、本指令は、取引センター外で資金決済される商品、排出枠、又はそのデリバティブに関する正味未決済エクスポージャーのうち、閾値である3,000百万ユーロを超えないものに基づき、当該活動が付随的であるとみなすための第三の基準を導入している。これらの規定は、投資会社及び投資サービスを提供するその他の事業体の法体系に関する2023年11月8日付勅令813/2023でさらに整備され、付随的活動の免除に基づいて免除される場合であっても、ポジション制限制度が適用されることが明記されている。

本指令はまた、ポジション制限制度を改正し、重要又は重要とみなされるデリバティブに限定している。2023年11月8日付勅令814/2023は、金融商品、取引参加資格、市場性証券の登録及び市場インフラに関するもので、これらの規定を実施するものである。

さらに、金融商品市場に関する金融商品市場指令（MiFID）と金融商品市場規則（MiFIR）が2024年3月8日に公表された。この点に関して、この指令は欧州委員会に対し、2024年7月31日と2025年7月31日までにそれぞれ提出すべき2つの報告書の作成を義務づけていることは注目に値する。これらの報告書は、商品デリバティブ市場や二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出権デリバティブ市場の流動性や適切な機能への貢献、グループ・レベルで主要な活動に付随する活動とみなされるべき場合の判断基準、ポジション制限やポジション管理の管理体制などを評価する。本連結財務諸表の発行承認日現在、これら2つの報告書はまだ公表されていない。

### 持続可能な金融

国連が「持続可能な開発のための2030アジェンダ」と「気候変動に関するパリ協定」を採択した後、欧州委員会は「持続可能な成長への資金調達に関する行動計画」を発表した。その目標の1つは、資本の流れを持続可能な投資に向け直すことである。

この行動計画の枠内で、2020年6月18日付欧州議会・理事会規則2020/852「持続可能な投資を促進するための枠組み構築に関する規則」（タクソノミー規則）が2020年に発表された。

この点で、経済活動が環境的に持続可能であるとみなされるためには、気候変動の緩和と適応を含む、規則に定められた6つの環境目標のうち1つ以上に実質的に貢献し、その他の環境目標に著しい害を及ぼさないことが必要である。

同様に、経済活動が気候変動の緩和と適応に実質的に貢献するとみなされるために満たすべき技術的基準は、2021年6月4日付欧州委員会委任規則2021/2139で定義されている。一般的に、このタクソノミーは、再生可能な資源を使った発電を対象とし、化石燃料を使った発電は除外している。

2021年12月10日、2021年7月6日付欧州委員会委任規則2021/2178が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、タクソノミー規則に含まれる義務を遵守するために実施すべき情報と計算の詳細が公表された。この規則は2022年と2023年に改正され、タクソノミーに盛り込まれた新たな活動に対応した。

2022年3月、欧州委員会は気候変動の緩和と適応に関する気候タクソノミーを補足する委任法を採択した。これには、ガスと原子力エネルギーに関連する多くの活動が含まれている。

2023年11月21日、委任規則2023/2486が欧州連合官報（OJEU）に掲載され、水資源及び海洋資源の持続可能な利用と保護、循環型経済への移行、公害の防止と防止、生物多様性及び生態系の保護と回復といった、気候変動以外の環境目標の1つ以上に実質的に貢献する経済活動に関する、新たなEUタクソノミー基準が承認された。この規則は2024年1月1日から適用される。

企業の事務負担軽減を目的としたオムニバス・パッケージの一環として、欧州委員会は2025年7月4日、前述のタクソノミー、気候、環境の開示に関する委任規則（それぞれ委任規則2021/2178、2021/2139、2023/2486）を改正する委任規則を採択した。

主な簡素化措置としては、金融、非金融を問わず、事業にとって重要でない活動（総収入、資本支出（CapEx）、営業支出（OpEx）の10%未満とされる）のタクソミー・アラインメントの評価を免除することなどがある。さらに、重要性が高いと考えられる活動に関して、非金融会社は、ビジネス・モデルにとって重要性が低いと考えられる場合には、営業費用のタクソミー・アラインメントの評価が免除される。この改正は、活動の持続可能性を評価する上で、売上高や資本支出に関する情報の方が関連性が高いと考えたためである。同様に、報告テンプレートも簡素化され、非金融会社が報告すべきデータポイント数が64%削減された。

同規則は、簡素化措置は2026年1月1日から適用され、2025年を対象とすると定めている。しかし、企業は、その方が都合が良いと判断すれば、2026年からこの措置を適用する選択肢を提供される。

## 政府援助

2022年3月23日、欧州委員会は、ロシアによるウクライナ侵攻の余波を受けた経済支援のための政府援助措置の暫定的枠組みに関する文書を発表した。この暫定的枠組みにおいて、欧州委員会は、欧州連合（EU）及び国際的パートナーが採用した戦争及びその後の制裁措置、並びにロシアが採用した対抗措置から生じる経済的影響を緩和するために加盟国が取りうる政府援助措置の域内市場への適合性を評価するための基準を定めた。

同様に、欧州委員会は2022年を通じて、「政府援助のための一時的な危機的枠組み」のいくつかの改正を採択し、加盟国が2023年12月31日まで、ロシアの対ウクライナ戦争を背景に、また「REPowerEU」計画の目的に沿って、経済を支援するために国家補助規則に規定されている柔軟性を引き続き利用できるようにした。欧州委員会は、従来の枠組みを2024年6月まで延長し、企業が受けられる支援額を増やした。

2025年6月25日、欧州委員会は、クリーン産業ディールを支援するため、CISAF（「クリーン産業ディール国家補助の枠組み政策文書C（2025）7600最終版」）として知られる新たな国家補助の枠組みを承認した。この枠組みにより、加盟国は欧州連合（EU）の規則を尊重しつつ、クリーンエネルギー、産業の脱炭素化、クリーン技術を促進するための援助を供与することができる。

CISAF（「クリーン産業ディール国家補助の枠組みに関する政策文書C（2025）7600最終版」）は、個別補助の迅速な承認を促進するもので、2030年12月31日まで有効であり、以前の一時的危機・移行フレームワークに取って代わるものである。

この枠組みは、以下の5つの主要分野において国家補助に関する規則を簡素化するものである：

- 1.再生可能エネルギーと低炭素燃料
- 2.大口需要家の電気料金の一時的引き下げ
- 3.既存産業設備の脱炭素化
- 4.欧州連合（EU）におけるクリーン技術製造の促進
5. グリーン投資と循環型経済のリスク軽減

2025年12月10日には、「欧州送電網パッケージ」の中で、「差金双方向契約（2w-CfD）に関するガイダンス」も発表され、再生可能エネルギーと原子力発電の差金契約の設計に関する欧州委員会からの加盟国への勧告がなされた。

## 卸売市場

2019年6月5日付の電力域内市場に関する規則（EU）2019/943では、インバランス決済期間が15分となり、前日市場と時間前市場がこの同じ時間間隔での取引を可能にする義務が設けられた。スペインでは、15分間隔のインバランス決済期間の実施日は2024年12月1日であり、時間前市場と前日市場における15分間隔の取引への変更は、それぞれ2025年3月19日と2025年10月1日に行われた。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 注記7.連結範囲の変更

### 非支配持分との取引

2025年10月1日、エンデサは、完全子会社であるEnel Green Power España, S.L.U.を通じて、スペイン国内の稼働中の太陽光発電所4件（総設備容量約446MW）を保有するEGPE Solar 2, S.L.の持分49.99%を、Masdar（Abu Dhabi Future Energy Company PJSC）に売却した。取引費用控除後の純受取額は181百万ユーロであり、2025年12月31日時点で全額回収済みである（注記47.3参照）。

この取引により、エンデサはEGPE Solar 2, S.L.の支配を維持し、完全連結することが可能となり、非支配持分取引として計上され、当社の資本に181百万ユーロの影響を与え、そのうち179百万ユーロは「非支配持分の資本」、2百万ユーロは「親会社の資本」の項目にそれぞれ該当し、連結損益計算書には影響を与えない（注記36.2参照）。

Enel Green Power España, S.L.U.がEGPE Solar 2, S.L.に対する支配を行使しているかどうかを分析するために、IFRS第10号が支配の存在を決定するために設定した3つの要素、すなわち、投資先に対するパワー、投資先への関与から生じる変動リターンへのエクスポージャー又は権利、及びそのパワーを用いて投資先のリターンに影響を与える能力を評価した。

このため、Enel Green Power España, S.L.U.とMasdar España Holding 1 RSC Limitedとの間で締結された株主間契約の主要条件が見直された。取締役会及び株主総会の特定の決定には強化された多数決が必要であるが、Enel Green Power España, S.L.U.が会社を支配していると結論付けられている：

- 議決権の半分以上を保有している。
- 会社の日々の活動を指揮している。
- 投資先の変動リターンにさらされる。
- 経営権の行使を通じてリターンに影響を与える能力を持っている。

従って、取締役会及び株主総会の留保事項に関して少数株主に付与された権利は、会社の大幅な変更を伴う可能性があり、従って会社のリスクレベルを高める可能性がある異常事態に言及するものであるため、保護的権利とみなされる。

これらの理由により、少数株主は当社に対する支配権を行使することはなく、Enel Green Power España, S.L.U.の経営権を制限することもできない。

### 7.1.子会社

#### 追加

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了した事業年度に連結の範囲に追加された子会社は以下のとおりである。

会社	取引	取引日	事業	追加された会社					
				2025年12月31日現在の割合 (%)		2024年12月31日現在の割合 (%)		2023年12月31日現在の割合 (%)	
				支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
E-Generación Hidráulica, S.L.U. <sup>(1)</sup>	取得	2025年2月26日	水力発電	-	-	-	-	-	-
Proyecto Ren 01, S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2025年3月12日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Proyecto Ren 02, S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2025年3月12日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Proyecto Ren 03, S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2025年3月12日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Proyecto Ren 04, S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2025年3月12日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Proyecto Ren 05, S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2025年3月12日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Proyecto Ren 06, S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2025年3月12日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. <sup>(3)</sup>	取得	2025年7月31日	風力発電	100.00	100.00	37.50	37.50	37.50	37.50
Ren Alfajárin Solar S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
FV Andrea Solar S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
FV Campos Solar S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
FV La Cerca S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
FV Menaute S.L.U. <sup>(2)</sup>	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
FV Santa María S.L.U. <sup>(2)(4)</sup>	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	-	-	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 2, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 3, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 4, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 5, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 6, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 7, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-

Loira de Logística 8, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 9, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Loira de Logística 10, S.L.U. <sup>(5)</sup>	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-

- (1) 2025年2月26日、Endesa Generación, S.A.U.は、Corporación Acciona Energías Renovables, S.A.から、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.U.の株式資本の100%を取得した。同日、同社はE-Generación Hidráulica, S.L.U.に社名を変更した（注記8参照）。2025年7月1日、Endesa Generación, S.A.U.によるE-Generación Hidráulica, S.L.U.の吸収合併が登記された。
- (2) Enel Green Power España, S.L.U. (EGPE) により設立された会社
- (3) 2025年7月31日、Enel Green Power España, S.L.U.は、それまで37.5%の株式を保有していたCompañía Eólica de Tierras Altas, S.A.U. (CETASA) の株式資本の62.50%を取得した（注記8参照）。
- (4) 2025年7月29日、Enel Green Power España, S.L.U. が保有していたFV Santa María, S.L.U.の株式の売却が行われた（100%）。
- (5) Endesa Energía, S.A.U.が法人化した会社

2025年12月31日現在、被取得企業及び未払いコベナントに対応する未払金額は4百万ユーロ（2024年12月31日現在10百万ユーロ）である（注記8参照）。

## 変動

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、連結対象となる子会社の支配力及び経済的持分の割合に以下の変更があった：

会社	取引	事業	企業における変動					
			2025年12月31日 現在の割合（%）		2024年12月31日 現在の割合（%）		2023年12月31日 現在の割合（%）	
			支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Aranort Desarrollos, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Baleares Energy, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Baylio Solar, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Emintegral Cycle, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Enel Green Power España Solar 1, S.L. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	50.01	50.01	50.01	50.01	100.00	100.00
EGPE Solar 2, S.L. <sup>(2)</sup>	売却	太陽光発電	50.01	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Energía Base Natural, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Energía Neta Sa Caseta Lluçmajor, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Energía y Naturaleza, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Fotovoltaica Yuncillos, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
FRV Corchitos I, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Furatena Solar 1, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Olivum PV Farm 01, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Renovables Mediavilla, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Stonewood Desarrollos, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Tico Solar 1, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Tico Solar 2, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00
Torrepalma Energy 1, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	50.01	100.00	100.00

- (1) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.U.は、Enel Green Power España Solar 1, S.L.の少数株主持分の49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却完了した。
- (2) 2025年10月1日、Enel Green Power España, S.L.U.は、EGPE Solar 2, S.L.の少数株主持分49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却完了した。

## 連結範囲からの除外

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、以下の子会社を連結の範囲から除外した：

会社	取引	事業	除外された会社					
			2025年12月31日 現在の割合（%）		2024年12月31日 現在の割合（%）		2023年12月31日 現在の割合（%）	
			支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
FV Santa María, S.L.U. <sup>(1)</sup>	売却	太陽光発電	-	-	100.00	100.00	-	-
Endesa Generación II, S.A.U. <sup>(1)</sup>	解散	発電	-	-	-	-	100.00	100.00
Endesa Generación Nuclear, S.A.U. <sup>(1)</sup>	解散	原子力	-	-	-	-	100.00	100.00
Transportes y Distribuciones Eléctricas, S.A. (清算中) <sup>(1)</sup>	解散	送電	-	-	-	-	73.33	73.33

- (1) これらの会社及び取引に関わる金額に重要性はない。

## 合併

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、連結範囲の子会社間で以下の合併が行われた：

存続会社	合併日	消滅会社	会社の合併					
			2025年12月31日 現在の割合(%) (消滅会社)		2024年12月31日 現在の割合(%) (消滅会社)		2023年12月31日現在の割合 (%) (消滅会社)	
			支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Endesa Generación, S.A.U.	2025年7月1日	E-Generación Hidráulica, S.L.U.	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power España, S.L.U.	2025年10月21日	Energía Eólica Galerna, S.L.U.	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
Enel Green Power España, S.L.U.	2025年10月21日	Energía Eólica Gregal, S.L.U.	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
Enel Green Power España, S.L.U.	2025年10月21日	Shark Power, S.L.U.	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
Endesa Generación II, S.A.U.	2024年7月1日	Guadarranque Solar 4, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, Distribución, S.A.	2024年7月1日	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	96.42	96.42
Endesa Energía, S.A.U.	2024年10月1日	Endesa X Servicios, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00
Endesa Energía, S.A.U.	2024年10月1日	Endesa Energía Renovable, S.L.U.	-	-	-	-	100.00	100.00

(1) 2024年4月25日、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.の唯一の株主であるEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.が、その資産を一括譲渡することにより後者に統合され、その結果、清算することなく消滅する、吸収合併による共同逆さ合併プロジェクトが承認された。この逆さ合併は2024年7月1日に登記された。

## 7.2.関連会社

### 追加

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了した事業年度において、連結の範囲に含めた関連会社はない。

### 変動

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲に含まれる以下の関連会社について、支配力及び経済的持分の割合に以下の変更があった：

会社	注記	取引	事業	企業における変動					
				2025年12月31日 現在の割合(%)		2024年12月31日 現在の割合(%)		2023年12月31日 現在の割合(%)	
				支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Brazortas 220 Renovables, S.L. <sup>(1)</sup>	27.1	売却	太陽光発電	33.96	16.98	33.96	16.98	33.96	33.96
Energías Limpias de Carmona, S.L. <sup>(2)</sup>		取得	太陽光発電	23.08	23.08	23.08	23.08	18.75	18.75
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L. <sup>(2)</sup>		取得	太陽光発電	10.36	10.36	10.36	10.36	9.39	9.39
Infraestructuras San Serván SET 400, S.L. <sup>(1)</sup>		売却	太陽光発電	19.23	9.62	19.23	9.62	19.23	19.23
Infraestructuras San Serván 220, S.L. <sup>(1)</sup>		売却	太陽光発電	30.80	15.40	30.80	15.40	30.80	30.80
Instalaciones San Serván II 400, S.L. <sup>(1)</sup>		売却	太陽光発電	23.81	11.90	23.81	11.90	23.81	23.81
Lucas Sostenible, S.L. <sup>(1)</sup>		売却	太陽光発電	35.29	17.65	35.29	17.65	35.29	35.29
Promotores Mudéjar 400KV, S.L. <sup>(1)</sup>		売却	太陽光発電	37.19	34.35	37.19	34.35	37.19	37.19
Renovables Brovales 400KV, S.L. <sup>(1)(3)</sup>		売却	太陽光発電	64.15	32.08	64.15	40.06	64.15	64.15
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L. <sup>(1)(3)</sup>		売却	太陽光発電	64.05	32.03	64.05	47.54	64.05	64.05
Renovables Manzanares 400 KV, S.L. <sup>(1)(3)</sup>		売却	太陽光発電	43.98	21.99	43.98	35.92	43.98	43.98
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L. <sup>(3)</sup>		売却	太陽光発電	16.00	8.00	16.00	16.00	16.00	16.00
Trévago Renovables, S.L. <sup>(1)</sup>		売却	太陽光発電	35.50	17.75	35.50	17.75	35.50	35.50

(1) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.U.は、Enel Green Power España Solar 1, S.L.の少数株主持分の49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却完了した。

(2) これらの会社や取引の規模に重要性はない。

(3) 2025年10月1日、Enel Green Power España, S.L.U.は、EGPE Solar 2, S.L.の少数株主持分49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却完了した。

連結範囲からの除外

2025年12月31日に終了した事業年度中に、これまで37.5%の株式を保有していたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（以下「CETASA」）の株式資本の62.5%を取得した。その結果、同社は関連会社として分類されなくなり、子会社として連結の範囲に含まれている（注記7.1参照）：

会社	注記	取引	事業	除外された会社			
				2025年12月31日 現在の割合（%）		2024年12月31日 現在の割合（%）	
				支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. <sup>(1)</sup>	8, 27.1	取得	風力発電	100.00	100.00	37.50	37.50

(1) 2025年7月31日、Enel Green Power España, S.L.U.は、これまで37.5%の株式を保有していたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の株式資本の62.5%を取得した。取得日に発生した純損益は19百万ユーロであった。

2024年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲から除外された関連会社はない。

7.3.共同支配の取決め（Joint Arrangements）

7.3.1.ジョイント・オペレーション企業

設立及び除外

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲に含めた、又は連結の範囲から除外したジョイント・オペレーション企業はない。

変動

2025年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲に含まれるジョイント・オペレーション企業の支配力及び経済的持分の割合に変更はない。

2024年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲に含まれるジョイント・オペレーション企業の支配力及び経済的持分の割合に以下の変更があった：

会社	注記	取引	事業	企業の変動			
				2024年12月31日 現在の割合（%）		2023年12月31日 現在の割合（%）	
				支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E. <sup>(1)</sup>	27.2	売却	太陽光発電	36.16	31.38	36.16	36.16

(1) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.U.は、Enel Green Power España Solar 1, S.L.の少数株主持分の49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却完了した。

7.3.2.ジョイント・ベンチャー

追加

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、以下のジョイント・ベンチャーが連結の範囲に含まれている：

会社	注記	取引	事業	会社設立					
				2025年12月31日 現在の割合（%）		2024年12月31日 現在の割合（%）		2023年12月31日 現在の割合（%）	
				支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Rosi Energy Iberia, S.L. <sup>(1)</sup>		取得	サービス	20.00	20.00	-	-	-	-
Ice Fotovoltaicos Villameca, S.L. <sup>(2)</sup>	27.1	法人設立	太陽光発電	-	-	50.00	50.00	-	-

(1) 当該会社及び取引に関わる金額に重要性はない。

(2) Enel Green Power España, S.L.U.が1百万ユーロ未満で設立した会社。

変動

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲に含まれるジョイント・ベンチャーの支配力及び経済的持分の割合に変更はない。

## 連結範囲からの除外

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度において、以下のジョイント・ベンチャーが連結の範囲から除外された：

会社	注記	取引	事業	除外された会社					
				2025年12月31日 現在の割合(%)		2024年12月31日 現在の割合(%)		2023年12月31日 現在の割合(%)	
				支配力	経済的持分	支配力	経済的持分	支配力	経済的持分
Energie Electrica de Tahaddart, S.A. <sup>(1)</sup>		売却	発電	-	-	32.00	32.00	-	-
Grineo Gestión Circular, S.L. <sup>(2)</sup>		売却	サービス	-	-	-	-	35.00	35.00
Ice Fotovoltaicos Villameca, S.L. <sup>(2)</sup>	27.1	解散	太陽光発電	-	-	50.00	50.00	-	-
Infraestructura de Evacuación Peñaflo 220 KV, S.L. <sup>(2)</sup>		売却	太陽光発電	-	-	41.14	41.14	41.14	41.14
Novolito Recuperación de Baterías, S.L. <sup>(2)</sup>		売却	サービス	-	-	45.00	45.00	-	-

(1) 2025年4月29日、この会社の株式は総額11百万ユーロで正式に売却された。発生した総利益は1百万ユーロ未満のマイナスであった。

(2) これらの会社及び取引に関わる金額に重要性はない。

## 注記8.企業結合

## Corporación Acciona Hidráulica S.L.U.の取得

2025年2月26日、Endesa Generación, S.A.U.は、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.U.の株式資本100%をCorporación Acciona Energías Renovablesから取得した。同日、社名をE-Generación Hidráulica, S.L.U.に変更した。

その後、2025年7月1日、Endesa Generación, S.A.U.によるE-Generación Hidráulica, S.L.U.の吸収合併が登記された。

同社は、スペイン北東部に位置する総設備容量626MWの水力発電所34基のポートフォリオを所有しており、そのほとんどがモジュール式で、2024年には約2TWhを発電していた。

取引完了により、エンデサはスペインで5.3GW以上の水力発電設備正味容量を達成し、スペインとポルトガルにおける再生可能エネルギーによる設備容量は合計10.9GWとなった。この取引は、再生可能エネルギーポートフォリオの拡大というエンデサのコミットメントに沿うものであり、またサステナビリティとエネルギー移行に向けた当社の取り組みとも一致するもので、戦略的に重要なものである。これらの水力発電資産を組み入れることで、発電源が多様化し、垂直統合型ビジネスが強化される。

エンデサは、この事業は経済的実態を有し、IFRS第3号「企業結合」で定義される事業に該当すると判断したため、この取引を取得法により計上している。

E-Generación Hidráulica, S.L.U.の100%取得のための総額は961百万ユーロで、2百万ユーロは特定の契約条項の履行を条件として支払い保留となっている。

当該会社の100%取得から生じる正味キャッシュ・アウトの計算は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

被取得企業の現金及び現金同等物	(10)
現金による正味支払額 <sup>(1)</sup>	959
<b>合計<sup>(2)</sup></b>	<b>949</b>

(1) 連結損益計算書の「その他の固定営業費用」に計上された1百万ユーロ未満の取得費用を含む。

(2) 注記47.2参照

E-Generación Hidráulica, S.L.U.（現在はEndesa Generación, S.A.U.に吸収合併されている）をエンデサの連結財務諸表に統合することを目的として、取得日における当該会社の取得資産及び引受負債（取得純資産）の公正価値に基づき、取得価格を連結財務諸表の以下の項目に確定的に配分した：

単位：百万ユーロ

	公正価値
<b>非流動資産</b>	<b>972</b>
有形固定資産	972
<b>流動資産</b>	<b>27</b>
営業債権及びその他の債権	17
現金及び現金同等物	10
<b>資産合計</b>	<b>999</b>
<b>非流動負債</b>	<b>127</b>
非流動引当金	2
繰延税金負債	125
<b>流動負債</b>	<b>36</b>
仕入債務及びその他の支払債務	36
<b>負債合計</b>	<b>163</b>
<b>取得純資産の公正価値 (a)</b>	<b>836</b>
<b>取得価格合計 (b)</b>	<b>961</b>
<b>のれん (b) - (a)</b>	<b>125</b>

取得した非金融資産の公正価値は、現在の用途と変わらない最善かつ最適な用途に基づいて決定された。E-Generación Hidráulica, S.L.U.の水力発電資産の公正価値測定は、その性質上、水力発電資産の評価に最も適切な方法であることから、「インカム・アプローチ」、特に同社が資産から得られると予想されるキャッシュ・フローに基づく「割引キャッシュ・フロー」に基づいて実施された。公正価値は、予想される将来のフリー・キャッシュ・フローを現在価値に割り引くことにより、取得した各資産の事業価値を決定している。

E-Generación Hidráulica, S.L.U.の水力発電資産の評価アプローチで考慮された仮定により、注記3.2p.に記載された公正価値ヒエラルキーのレベル3に分類される。

企業結合のコストと、上記のように計上された資産及び負債の公正価値との差額により、125百万ユーロののれんが確定的に認識された。

当該のれんは、企業結合自体から得られるシナジー効果を通じて回収され、取得した水力発電資産の供給がエンデサの他の発電ポートフォリオに統合されることによる、前日市場及び時間前市場におけるエンデサのポジションの最適化、当社の供給活動の対象範囲の拡大によるショート・ポジションの減少に伴うリスクの低減などの側面に基づいている。

E-Generación Hidráulica, S.L.U.（現在はEndesa Generación, S.A.U.に吸収合併されている）のエンデサの収益及び税引後利益への寄与は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年2月26日 - 2025年12月31日 (1)	2025年1月 - 12月 (2)
収益	55	78
税引後利益/(損失)	(5)	(3)

(1) 取得日以降。

(2) 取得が2025年1月1日に行われた場合。

### Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（「CETASA」）の取得

2025年7月31日、Enel Green Power España, S.L.U.は、それまで37.5%の株式を保有していたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の株式資本の62.5%を取得した。

この取引の結果、エンデサはこれまで大きな影響力を維持してきたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（以下「CETASA」）の支配権を取得し、再生可能エネルギー発電事業における活動を強化した。

Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の62.5%に相当する取得額は45百万ユーロで、2百万ユーロが契約上の特定の条件の遵守を条件として支払い待ちとなっている。

Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（以下「CETASA」）の62.5%取得による正味キャッシュ・アウトフローの計算は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

被取得企業の現金及び現金同等物	(14)
現金による正味支払額	43
<b>合計 (1)</b>	<b>29</b>

(1) 注記47.2参照

取得価額は、取得日における当該会社の取得資産及び引受負債（取得純資産）の公正価値に基づき、暫定的に連結財務諸表の以下の項目に配分された：

単位：百万ユーロ

	公正価値
<b>非流動資産</b>	<b>55</b>
有形固定資産	12
無形資産	42
繰延税金資産	1
<b>流動資産</b>	<b>15</b>
営業債権及びその他の債権	1
現金及び現金同等物	14
<b>資産合計</b>	<b>70</b>
<b>非流動負債</b>	<b>16</b>
非流動引当金	2
非流動金融債務	2
繰延税金負債	12
<b>流動負債</b>	<b>2</b>
流動金融債務	1
仕入債務及びその他の支払債務	1
<b>負債合計</b>	<b>18</b>
<b>取得純資産の公正価値 (a)</b>	<b>52</b>
<b>取得価格合計 (b)</b>	<b>45</b>
<b>旧所有株式の公正価値 (c)</b>	<b>27</b>
<b>のれん (b) - (a) + (c)</b>	<b>20</b>

取得した非金融資産の公正価値は、現在の用途と変わらない最善かつ最適な用途に基づいて決定された。Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の再生可能エネルギー発電資産の公正価値測定は、その性質上、風力発電資産の評価に最も適切な方法であることから、「インカム・アプローチ」に基づき、特に同社が資産から得られると予想されるキャッシュ・フローに基づく「割引キャッシュ・フロー」を考慮して実施された。公正価値は、予想される将来のフリー・キャッシュ・フローを現在価値に割り引くことにより、取得した各資産の事業価値を決定している。

Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の風力発電資産の評価アプローチで考慮された仮定は、注記3.2p.に記載された公正価値ヒエラルキーのレベル3への分類を決定している。

企業結合の取得原価と上記に計上した資産及び負債の公正価値との差額は、以前に保有していたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の株式資本の37.5%（27百万ユーロ）の投資の公正価値も考慮した結果、20百万ユーロの確定のれんを認識した。

当該のれんは、企業結合により創出されるシナジーを通じて回収される見込みであり、取得した風力発電資産の供給を既存の発電ポートフォリオに統合することによる前日市場及び時間前市場でのポジション最適化などの効果に基づいている。

Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の2025年度の収益及び純利益への寄与は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年
収益 <sup>(1)</sup>	6
営業総利益（EBITDA） <sup>(1)</sup>	2
営業利益（EBIT） <sup>(1)</sup>	0
持分法適用会社の純利益	20
従前の37.5%出資からの純利益 <sup>(2)</sup>	1
公正価値測定による純利益 <sup>(3)</sup>	19
<b>純利益</b>	<b>20</b>

(1) 支配権取得日である2025年7月31日から2025年12月31日までの100%の株式に関連する。

(2) 支配権取得日である2025年7月31日までの従前の37.5%の株式に関連する。

(3) 支配権取得日におけるCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の非支配持分37.5%の公正価値測定の結果としての純利益に関連する。

## 注記9.セグメント情報

### 9.1.セグメント設定の基準

エンデサの組織は、その活動を行うために、電力、ガス、関連サービスの発電、配電、供給という中核事業に重点を置いた構成になっている。したがって、同社のセグメント別財務情報は、同社の経営管理委員会が業績を監視するために使用するアプローチに基づいており、以下のものが含まれる：

- 発電・商業化
- 配電
- 主に持株会社や融資・サービス提供に携わる事業体の残高と取引を網羅する構成。
- 連結調整及び消去（セグメントの連結プロセスに固有の消去及び調整を含む）。

セグメント間取引は、目的及び条件の観点から、日常業務の一部である。

2025年度及び2024年度において、エンデサはいずれのセグメントにおいても、収益の10%以上を占める外部顧客を有していない。




[前へ](#)

[次へ](#)

## 9.2.セグメント情報

### 9.2.1.セグメント情報：2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結損益計算書




単位：百万ユーロ

	2025年				合計
	発電・商業化 	配電 	ストラクチャー及びサービス 	連結調整・消去	
<b>収益</b>	<b>18,772</b>	<b>2,806</b>	<b>425</b>	<b>(579)</b>	<b>21,424</b>
第三者との取引による収益	18,753	2,664	7	-	21,424
セグメント間取引による収益	19	142	418	(579)	-
<b>仕入及びサービス</b>	<b>(13,581)</b>	<b>(164)</b>	<b>-</b>	<b>136</b>	<b>(13,609)</b>
<b>エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用</b>	<b>92</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>92</b>
<b>貢献利益</b>	<b>5,283</b>	<b>2,642</b>	<b>425</b>	<b>(443)</b>	<b>7,907</b>
<b>固定営業費用及びその他の純損益</b>	<b>(1,628)</b>	<b>(564)</b>	<b>(402)</b>	<b>443</b>	<b>(2,151)</b>
<b>営業総利益</b>	<b>3,655</b>	<b>2,078</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>5,756</b>
<b>非金融資産の減価償却費及び減損損失</b>	<b>(1,399)</b>	<b>(818)</b>	<b>(39)</b>	<b>-</b>	<b>(2,256)</b>
償却	(1,251)	(770)	(39)	-	(2,060)
非金融資産の減損引当金	(181)	(48)	-	-	(229)
非金融資産の減損戻入	33	-	-	-	33
<b>金融資産の減損損失</b>	<b>(178)</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(169)</b>
金融資産の減損引当金	(376)	(26)	-	-	(402)
金融資産の減損戻入	198	35	-	-	233
<b>営業利益</b>	<b>2,078</b>	<b>1,269</b>	<b>(16)</b>	<b>-</b>	<b>3,331</b>
持分法適用会社の純利益/損失	32	3	-	-	35
<b>有形固定資産、投資不動産及び無形資産</b> <sup>(1)(2)</sup>	<b>1,137</b>	<b>1,017</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>2,177</b>

(1) 使用权登録170百万ユーロ（発電・商業化部門163百万ユーロ、配電部門3百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門4百万ユーロ）を含む（注記22参照）。

(2) 企業結合の一環として組み込まれたE-Generación Hidráulica, S.L.U.及びCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の取得は含まれていない（注記8参照）。




単位：百万ユーロ

	2024年				合計
	発電・商業化 	配電 	ストラクチャー及びサービス 	連結調整・消去	
<b>収益</b>	<b>18,866</b>	<b>2,602</b>	<b>399</b>	<b>(560)</b>	<b>21,307</b>
第三者との取引による収益	18,842	2,457	8	-	21,307
セグメント間取引による収益	24	145	391	(560)	-
<b>仕入及びサービス</b>	<b>(13,055)</b>	<b>(146)</b>	<b>9</b>	<b>138</b>	<b>(13,054)</b>
<b>エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用</b>	<b>(908)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(908)</b>
<b>貢献利益</b>	<b>4,903</b>	<b>2,456</b>	<b>408</b>	<b>(422)</b>	<b>7,345</b>
<b>固定営業費用及びその他の純損益</b>	<b>(1,602)</b>	<b>(452)</b>	<b>(420)</b>	<b>422</b>	<b>(2,052)</b>
<b>営業総利益</b>	<b>3,301</b>	<b>2,004</b>	<b>(12)</b>	<b>-</b>	<b>5,293</b>
<b>非金融資産の減価償却費及び減損損失</b>	<b>(1,258)</b>	<b>(720)</b>	<b>(40)</b>	<b>-</b>	<b>(2,018)</b>
減価償却費	(1,126)	(737)	(40)	-	(1,903)
非金融資産の減損引当金	(136)	-	-	-	(136)
非金融資産の減損戻入	4	17	-	-	21
<b>金融資産の減損損失</b>	<b>(197)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(204)</b>
金融資産の減損引当金	(356)	(44)	-	-	(400)
金融資産の減損戻入	159	37	-	-	196
<b>営業利益</b>	<b>1,846</b>	<b>1,277</b>	<b>(52)</b>	<b>-</b>	<b>3,071</b>
持分法適用会社の純利益/損失	10	1	-	-	11
<b>有形固定資産、投資不動産及び無形資産<sup>(1)</sup></b>	<b>1,119</b>	<b>914</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>2,057</b>

(1)使用権登録55百万ユーロ（発電・商業化部門37百万ユーロ、配電部門12百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門6百万ユーロ）を含む（注記22参照）。

9.2.2.セグメント情報：2025年12月31日及び2024年12月31日現在の財政状態計算書

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日				合計
	発電・商業化 	配電 	ストラクチャー及びサービス 	連結調整・消去	
<b>有形固定資産</b> <sup>(1)</sup>	10,766	12,941	125	-	23,832
<b>無形資産</b>	1,203	199	22	-	1,424
のれん	506	97	4	-	607
持分法で会計処理されている投資	264	13	3	-	280
顧客との契約から生じる非流動資産	-	-	-	-	-
営業債権及びその他の債権	3,253	1,113	311	(552)	4,125
顧客との契約から生じる流動資産	-	3	-	-	3
その他 <sup>(2)</sup>	1,948	691	10	-	2,649
<b>セグメント資産</b>	<b>17,940</b>	<b>15,057</b>	<b>475</b>	<b>(552)</b>	<b>32,920</b>
<b>資産合計</b>					<b>37,482</b>
<b>顧客との契約から生じる非流動負債</b>	<b>28</b>	<b>4,422</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,450</b>
<b>非流動引当金</b>	<b>2,121</b>	<b>320</b>	<b>232</b>	<b>-</b>	<b>2,673</b>
従業員給付引当金	108	105	19	-	232
その他の非流動引当金	2,013	215	213	-	2,441
顧客との契約から生じる流動負債	24	499	-	-	523
<b>流動引当金</b>	<b>1,036</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>1,082</b>
従業員給付引当金	-	-	-	-	-
その他の流動引当金	1,036	23	23	-	1,082
<b>サプライヤー及びその他の債権者</b>	<b>2,919</b>	<b>1,785</b>	<b>780</b>	<b>(552)</b>	<b>4,932</b>
その他 <sup>(3)</sup>	142	678	8	-	828
<b>セグメント負債</b>	<b>6,270</b>	<b>7,727</b>	<b>1,043</b>	<b>(552)</b>	<b>14,488</b>
<b>負債合計</b>					<b>37,482</b>

(1)使用権717百万ユーロ（発電・商業化部門640百万ユーロ、配電部門24百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門53百万ユーロ）を含む（注記22参照）。

(2)投資不動産4百万ユーロ（配電部門2百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門2百万ユーロ）（注記23参照）、棚卸資産2,050百万ユーロ（発電・商業化部門1,879百万ユーロ、配電部門171百万ユーロ）（注記32参照）、その他非流動資産595百万ユーロ（発電・商業化部門70百万ユーロ、配電部門518百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門7百万ユーロ）（注記30参照）を含む。

(3)補助金260百万ユーロ（発電・商業化部門64百万ユーロ、配電部門196百万ユーロ）（注記37参照）、その他の非流動負債568百万ユーロ（発電・商業化部門78百万ユーロ、配電部門482百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門8百万ユーロ）（注記39参照）を含む。

単位：百万ユーロ

2024年12月31日

	発電・商業化 	配電 	ストラクチャー及びサービス 	連結調整・消去	合計
<b>有形固定資産</b> <sup>(1)</sup>	10,069	12,731	140	-	22,940
<b>無形資産</b>	1,298	208	30	-	1,536
のれん	361	97	4	-	462
持分法で会計処理されている投資	272	12	3	-	287
顧客との契約から生じる非流動資産	-	-	-	-	-
営業債権及びその他の債権	3,470	853	439	(568)	4,194
顧客との契約から生じる流動資産	-	12	-	-	12
その他 <sup>(2)</sup>	1,725	583	13	-	2,321
<b>セグメント資産</b>	17,195	14,496	629	(568)	31,752
<b>資産合計</b>					37,345
<b>顧客との契約から生じる非流動負債</b>	34	4,379	-	-	4,413
<b>非流動引当金</b>	2,119	372	267	-	2,758
従業員給付引当金	104	104	19	-	227
その他の非流動引当金	2,015	268	248	-	2,531
顧客との契約から生じる流動負債	17	470	-	-	487
<b>流動引当金</b>	944	54	37	-	1,035
従業員給付引当金	-	-	-	-	-
その他の流動引当金	944	54	37	-	1,035
<b>サプライヤー及びその他の債権者</b>	3,479	1,460	778	(568)	5,149
その他 <sup>(3)</sup>	142	673	8	-	823
<b>セグメント負債</b>	6,735	7,408	1,090	(568)	14,665
<b>負債合計</b>					37,345

(1)使用権712百万ユーロ（発電・商業化部門621百万ユーロ、配電部門29百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門62百万ユーロ）を含む（注記22参照）。

(2)投資不動産4百万ユーロ（配電部門2百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門2百万ユーロ）（注記23参照）、棚卸資産1,831百万ユーロ（発電・商業化部門1,659百万ユーロ、配電部門172百万ユーロ）（注記32参照）、その他非流動資産486百万ユーロ（発電・商業化部門66百万ユーロ、配電部門409百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門11百万ユーロ）（注記30参照）を含む。

(3)補助金249百万ユーロ（発電・商業化部門55百万ユーロ、配電部門194百万ユーロ）（注記37参照）及びその他の非流動負債574百万ユーロ（発電・商業化部門87百万ユーロ、配電部門479百万ユーロ、ストラクチャー・サービス部門8百万ユーロ）（注記39参照）を含む。

[前へ](#)

[次へ](#)

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の資産合計及び負債合計に対するセグメント別資産及び負債の調整表は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>資産合計</b>		<b>37,482</b>	<b>37,345</b>
その他の非流動金融資産	29	695	829
非流動デリバティブ金融商品	45	331	377
繰延税金資産	26	1,351	1,311
当期法人税資産	33	337	265
その他の税金資産	33	239	419
その他の流動金融資産	31	892	974
流動デリバティブ金融商品	45	494	541
現金及び現金同等物	34	195	840
売却目的保有に分類される非流動資産及び非継続事業	35	28	37
<b>セグメント資産</b>		<b>32,920</b>	<b>31,752</b>
<b>負債合計</b>		<b>37,482</b>	<b>37,345</b>
株主持分	36	9,611	9,053
非流動金融負債	42.3	9,422	9,881
非流動デリバティブ金融商品	45	185	336
その他の非流動金融負債	40	164	64
繰延税金負債	26	1,141	1,047
流動金融負債	42.3	1,005	613
流動デリバティブ金融商品	45	514	656
その他の非流動金融負債	40	63	97
当期法人税負債	41	298	309
その他の税金負債	41	576	607
売却目的保有に分類された非流動資産及び非継続事業に関連する負債	35	15	17
<b>セグメント負債</b>		<b>14,488</b>	<b>14,665</b>

### 9.2.3.セグメント情報：2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の連結キャッシュ・フロー計算書

単位：百万ユーロ

キャッシュ・フロー計算書	2025年			合計
	発電・商業化	配電	ストラクチャー・サービス及びその他 (1)	
営業活動による正味キャッシュ・フロー	2,439	854	758	4,051
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(1,036)	(603)	(1,070)	(2,709)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(1,402)	(250)	(335)	(1,987)

(1) ストラクチャー・サービス及び調整

単位：百万ユーロ

連結キャッシュ・フロー計算書	2024年			合計
	発電と商業化	配電	ストラクチャー・サービス及びその他 (1)	
営業活動による正味キャッシュ・フロー	2,885	1,128	(446)	3,567
投資活動による正味キャッシュ・フロー	1,440	(970)	(1,803)	(1,333)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(4,394)	(158)	1,052	(3,500)

(1) ストラクチャー・サービス及び調整

### 9.3.地理的地域別情報

#### 9.3.1.2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度の親会社の損益、外部顧客に対する販売及びサービスから生じる収益、並びに外部顧客に対するその他の営業収益

単位：百万ユーロ

国	2025年		
	親会社の純損益	販売及びサービスから生じる収益	その他の営業収益
スペイン	2,142	17,616	354
フランス	25	838	36
ポルトガル	18	1,334	1
ドイツ	14	477	-
モロッコ	1	-	-
シンガポール	-	66	-
スイス	-	149	-
イギリス	-	433	-
イタリア	-	5	1
ルクセンブルグ	-	8	-
オランダ	(2)	2	1
その他	-	103	-
<b>合計</b>	<b>2,198</b>	<b>21,031</b>	<b>393</b>

百万ユーロ

国	2024年		
	親会社の純損益	販売及びサービスから生じる収益	その他の営業収益
スペイン	1,815	17,578	329
ポルトガル	34	1,353	1
フランス	24	751	36
ドイツ	13	420	-
イギリス	-	367	-
ルクセンブルグ	-	71	-
オランダ	-	68	-
イタリア	-	4	2
シンガポール	-	54	-
スイス	-	190	-
モロッコ	2	-	-
その他	-	79	4
<b>合計</b>	<b>1,888</b>	<b>20,935</b>	<b>372</b>

### 9.3.2.2025年12月31日及び2024年12月31日現在の有形固定資産、投資不動産、無形資産及びのれん

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日			
	有形固定資産	不動産投資	無形資産	のれん
スペイン	23,593	4	1,407	607
ポルトガル	236	-	17	-
フランス	3	-	-	-
<b>合計</b>	<b>23,832</b>	<b>4</b>	<b>1,424</b>	<b>607</b>

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日			
	有形固定資産	不動産投資	無形資産	のれん
スペイン	22,672	4	1,516	462
ポルトガル	265	-	20	-
フランス	3	-	-	-
<b>合計</b>	<b>22,940</b>	<b>4</b>	<b>1,536</b>	<b>462</b>

## 注記10.収益

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
販売及びサービスから生じる収益	10.1	21,031	20,935
その他の営業収益	10.2	393	372
<b>合計</b>		<b>21,424</b>	<b>21,307</b>

### 10.1.販売及びサービスから生じる収益

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>電力販売</b>		<b>14,904</b>	<b>14,735</b>
規制緩和と市場への販売		10,485	10,428
スペイン規制緩和と市場への販売		8,970	8,893
スペイン国外の規制緩和と市場の顧客への販売		1,515	1,535
規制価格での販売		1,597	1,423
卸売市場での販売		1,245	1,211
非半島領土（NPT）への補償		1,509	1,668
再生可能エネルギー投資に対する報酬		68	5
<b>ガス販売</b>		<b>3,167</b>	<b>3,168</b>
規制緩和と市場への販売		2,991	3,005
規制価格での販売		176	163
規制された配電から生じる収益		2,229	2,064
検査及び接続		40	35
施設で提供されるサービス		50	37
その他の販売及びサービス		630	888
付加価値サービス関連販売		343	365
容量に伴う収入		9	9
その他のエネルギー材料の販売		-	241
サービス及びその他の提供		278	273
リース収入	22.2	11	8
<b>合計</b>		<b>21,031</b>	<b>20,935</b>

2025年度にこの項目で認識された顧客との契約による通常活動からの収益は21,027百万ユーロ（2024年度は20,773百万ユーロ）であった。

## 10.2.その他の営業収益

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ		2025年	2024年
	注記		
顧客から譲渡された設備及び延長接続料並びに顧客との契約から生じる純損益に認識されたその他の負債	28.2	217	187
純損益に計上された補助金		84	86
GO（原産地保証）その他の環境証書		10	21
補助金から生じた純損益のその他の振替 <sup>(1)</sup>		74	65
第三者補償金		37	41
その他		55	58
合計		393	372

(1) 2025年度には38百万ユーロの資本補助金と36百万ユーロの営業補助金が含まれる（2024年度はそれぞれ29百万ユーロと36百万ユーロ）。資本補助金には、復興・変革・回復計画（PRTR）に基づく欧州基金からの補助金17百万ユーロ（2024年度は14百万ユーロ）が含まれる。

2025年度にこの項目で認識された顧客との契約から生じる通常活動からの収益は223百万ユーロ（2024年度は197百万ユーロ）であった。

## 注記11.仕入及びサービス

### 11.1.電力購入

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

百万ユーロ		2025年	2024年
電力		3,357	2,915
エネルギー商品		1,857	1,630
合計		5,214	4,545

### 11.2.消費燃料

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

百万ユーロ		2025年	2024年
エネルギー商品			
石炭		7	6
核燃料		120	103
燃料		1,013	1,304
ガス		796	858
合計		1,936	2,271

### 11.3.その他の変動仕入及びサービス

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ		2025年	2024年
	注記		
税金及び賦課金		1,159	1,274
臨時エネルギー賦課金		-(1)	138
発電税 <sup>(2)</sup>		421	342
その他の税金、賦課金及び手数料		738	794
「ボノ・ソーシャル」（社会的補填）		93	(89) <sup>(3)</sup>
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠の消費	5.1	830	726
GO（原産地保証）その他の環境証書付きエネルギーの消費	5.1	35	45
付加価値サービス関連費用		182	182
その他のエネルギー材料の購入		-	127
エネルギー効率コスト		123	99
その他		296	279
合計		2,718	2,643

(1) 2025年の臨時エネルギー賦課金を定めた2024年12月23日付勅令10/2024を廃止する合意は、2025年1月22日付代議員会決議により、2025年1月23日付官報（BOE）に掲載された。その結果、同勅令は無効となった。上記に従い、2025年度には臨時エネルギー賦課金に関連する費用は認識されていない。

(2) 2023年12月27日付勅令8/2023に基づき、軽減税率として、2024年1月～3月は3.50%、2024年4月～6月は5.25%、2024年6月30日以降は7.00%が適用されている。なお、この7.00%が2025年度を通じて適用される税率となっている。

(3) 2024年9月18日付の最高裁判所命令に従い、Endesa Energía, S.A.U. が供給する消費者に関連する融資及び協調融資のために支払われた金額、並びにEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. が供給する消費者に関連する「ボノ・ソーシャル」（社会的補填）の申請、検証、及び管理手続を実施するために投資された金額（154百万ユーロ）について、エンデサS.A.が行政当局から払い戻しを受ける権利の承認を含む。

## 注記12.エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
<b>収益</b>	<b>42.5</b>		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じる収益		34	859
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益 <sup>(1)</sup>		34	859
<b>純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じる収益</b>		<b>1,643</b>	<b>762</b>
純損益で認識される公正価値デリバティブから生じる利益		1,643	762
<b>収益合計</b>		<b>1,677</b>	<b>1,621</b>
<b>費用</b>	<b>42.5</b>		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じる費用		(270)	(1,243)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる費用 <sup>(1)</sup>		(270)	(1,243)
<b>純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じる費用</b>		<b>(1,315)</b>	<b>(1,286)</b>
純損益で認識された公正価値デリバティブから生じる費用		(1,315)	(1,286)
<b>費用合計</b>		<b>(1,585)</b>	<b>(2,529)</b>
<b>合計</b>		<b>92</b>	<b>(908)</b>

(1) 2025年12月31日現在、非有効による連結損益計算書への影響額マイナス36百万ユーロ（2024年12月31日現在はプラス169百万ユーロ）を含む。

2025年度の「エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用」の合計額はプラス92百万ユーロとなった（前年度はマイナス908百万ユーロ）。これは主に、エネルギー市場の価格変動が大きかった2022年に締結されたガス・デリバティブが2024年度中に決済されたことによるものである。

## 注記13.人件費

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
賞金及び給与		713	705
年金制度への拠出	38.1	49	46
労働力再編計画引当金		(16)	29
解雇手続引当金	38.2.1	(1)	-
契約停止引当金	38.2.2	(15)	29 <sup>(1)</sup>
その他の人件費/従業員給付費用		216	206
<b>合計</b>		<b>962</b>	<b>986</b>

(1) プロセスのデジタル化に伴う従業員の任意退職合意（AVS）に充当される引当金38百万ユーロを含む（注記38.2参照）。

平均労働力と最終労働力に関する情報については注記51参照。

## 注記14.その他の固定営業費用

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
修繕及び保守		396	384
保険料		72	69
フリーランスのプロフェッショナル・サービス及びアウトソーシング・サービス		110	93
リース及びロイヤリティ		29	22
税金及び賦課金		113	115
旅費		10	10
システム及びアプリケーションのサポートサービス		167	160
懲戒手続 <sup>(1)</sup>		31	18
マネジメント又はコラボレーション契約	48.1	77	60
電気・ガス事業関連サービス		121	103
その他		354	362
<b>合計</b>		<b>1,480</b>	<b>1,396</b>

(1) 2025年度及び2024年度において、特定の再生可能プロジェクトの開発を継続しないことを決定した結果、それぞれ18百万ユーロ及び26百万ユーロの違約金を費用計上した（注記21.3及び24.3参照）。

## 注記15.その他の収益及び費用

2025年度は、その他の純損益（収益及び費用）が18百万ユーロとなり、前年度比37百万ユーロ減（67.3%減）となった。

この変動は、2024年度にEndesa Ingeniería, S.L.U. が過年度に実施した取引に関連する偶発事象に対する引当金戻入額37百万ユーロを計上したこと、及びPalma de Mallorcaに所在するGas y Electricidad Generación, S.A.U. の旧日本社に併設された土地の1区画を10百万ユーロで売却したことにより得た売却益総額（注記23参照）によるものである。

## 注記16.減価償却費、償却費及び減損損失

### 16.1.非金融資産の減価償却費、償却費、及び減損損失

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
<b>減価償却費</b>	<b>9.2.1</b>	<b>2,060</b>	<b>1,903</b>
有形固定資産の減価償却費	21	1,630	1,518
無形資産の償却費	24	430	385
<b>非金融資産の減損損失</b>		<b>196</b>	<b>115</b>
<b>減損損失</b>	<b>9.2.1</b>	<b>229</b>	<b>136</b>
有形固定資産及び投資不動産の減損損失		126	35
(1)			
配電事業	3.2e.4、21.3	45	-
非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）	3.2e.4、21.3	19	11
再生可能発電所プロジェクト	3.2e.4、21.3	50	23
(2)			
その他の有形固定資産及び投資不動産	21.3、35	12	1
無形資産の減損損失引当金	24.3	103	101
再生可能発電所プロジェクト	3.2e.4、24.3	101	101
(2)			
その他の無形資産		2	-
<b>減損損失の戻入</b>	<b>9.2.1</b>	<b>(33)</b>	<b>(21)</b>
有形固定資産及び投資不動産の減損損失の戻入		(32)	(21)
(3)			
石炭火力発電所	3.2e.4、21.3	(3)	(2)
非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）	3.2e.4、21.3	(29)	(2)
その他の有形固定資産及び投資不動産	21.3、23	-	(17) <sup>(4)</sup>
無形資産の減損損失の戻入		(1)	-
再生可能エネルギー発電所プロジェクト	3.2e.4、24.3	(1)	-
(2)			
<b>合計</b>		<b>2,256</b>	<b>2,018</b>

(1) 2025年は、主に高圧ネットワーク開発への投資計画に対応する様々なプロジェクトについて、技術的・管理的な問題によりこれらのプロジェクトを継続し、妥当な収益を得ることが不可能となったため、45百万ユーロの減損損失が計上されている。

(2) 2025年及び2024年において、特に、発電所の操業に必要な許認可が得られなかったこと、及び当社の選択的投資方針に沿って特定のプロジェクトの投資に対する収益性の見込みを修正したことの結果として、それぞれ純額で150百万ユーロ及び124百万ユーロの減損損失が計上された。

(3) Los Barrios港ターミナル（Cádiz）の減損損失戻入額1百万ユーロ（2024年度は2百万ユーロ）を含む。

(4) 2024年度には、Gas and Electricity Generation, S.A.U. の旧日本社があった土地とPalma de Mallorcaにある隣接する土地の減損損失戻入が含まれており、その額は16百万ユーロであった。

### 16.2.金融資産の減損損失

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
<b>減損損失引当金</b>	<b>9.2.1、42.1.3、42.5.1</b>	<b>402</b>	<b>400</b>
顧客との契約から生じる債権の減損損失		401	399
その他の金融資産の減損損失		1	1
<b>減損損失の戻入</b>	<b>9.2.1、42.1.3、42.5.1</b>	<b>(233)</b>	<b>(196)</b>
顧客との契約から生じる債権の減損損失の戻入		(233)	(194)
その他の金融資産の減損損失の戻入		-	(2)
<b>合計</b>		<b>169</b>	<b>204</b>

## 注記17.金融損益

## 17.1.デリバティブ以外の金融損益

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

百万ユーロ	注記	2025年	2024年
<b>金融収益</b>		<b>81</b>	<b>131</b>
償却原価法金融資産から生じる収益 <sup>(1)</sup>		11	60
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産及び金融負債から生じる収益 <sup>(2)</sup>	17.2、45.1.1	-	6
退職後契約から生じる収益	38.1	3	-
労働力再編計画から生じる収益	38.2.1、38.2.2	4	2
その他の金融収益 <sup>(3)</sup>		63	63
<b>金融費用</b>		<b>(544)</b>	<b>(639)</b>
償却原価で測定する金融負債に係る費用 <sup>(4)</sup>	42.5.2	(355)	(471)
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産及び金融負債から生じる費用 <sup>(2)</sup>	17.2、45.1.1	(5)	(35)
退職後契約から生じる費用	38.1	(7)	(6)
労働力再編計画から生じる費用	38.2.1、38.2.2	(17)	(21)
その他の引当金繰入額		(45)	(49)
資産化された借入費用	3.2b.1、3.2h.1	16	14
その他の金融資産の減損に係る費用	42.1.3、42.5.1	(19)	(1)
金融資産処分損益	3.2g.8	(20)	(29)
その他の金融費用 <sup>(5)</sup>		(92)	(41)
<b>為替換算差額</b>		<b>6</b>	<b>(4)</b>
プラス(差益)		39	44
マイナス(差損)		(33)	(48)
<b>合計</b>		<b>(457)</b>	<b>(512)</b>

(1) 当社が保有する預金の正式化に対応する収益を含む(注記34参照)。

(2) 公正価値ヘッジの基礎となる金融負債の公正価値測定に完全に対応する(注記17.2参照)。

(3) 2025年及び2024年には、それぞれ3百万ユーロ及び26百万ユーロが、社会債券裁定による延滞利息として認識された。さらに、それぞれ29百万ユーロ及び21百万ユーロが、税務手続に  
関連した支払遅延利息として計上されている(注記52参照)。

(4) 2025年及び2024年には、それぞれ42百万ユーロ及び43百万ユーロの使用権に関連する金融債務の支払利息が含まれる(注記22参照)。

(5) 2025年及び2024年には、それぞれ76百万ユーロ及び32百万ユーロにのぼる特定の再生可能プロジェクトにおける保証の実行から生じるリスクに関連する費用が含まれる(注記21.3、  
24.3参照)。

## 正味為替換算差額

2025年度の正味為替換算差額はプラス6百万ユーロとなった(2024年度はマイナス4百万ユーロ)。

この変動は主に、2024年及び2025年のユーロ/米ドル(EUR/USD)為替レートの変動が、液化天然ガス(LNG)輸送のための用船契約に対応する使用権に関連する金融債務に与える影響によるものである。

## 17.2.デリバティブ金融商品から生じる金融収益及び金融費用

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
<b>収益</b>	<b>42.5</b>		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じる収益		<b>19</b>	<b>57</b>
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益		11	29
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益 <sup>(1)</sup>	45.1.1	8	28
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じる収益		-	<b>19</b>
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じる収益		-	19
<b>収益合計</b>		<b>19</b>	<b>76</b>
<b>費用</b>	<b>42.5</b>		
ヘッジ手段として指定されたデリバティブから生じる費用		<b>(13)</b>	<b>(38)</b>
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた費用		(5)	(1)
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた費用 <sup>(1)</sup>	45.1.1	(8)	(37)
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じる費用		-	<b>(19)</b>
純損益を通じて公正価値で測定するデリバティブから生じる費用		-	(19)
<b>費用合計</b>		<b>(13)</b>	<b>(57)</b>
<b>合計</b>		<b>6</b>	<b>19</b>

(1) 2025年12月31日現在、これには金融負債を原資産とするヘッジ手段の公正価値の変動純額8百万ユーロが含まれている(2024年12月31日現在は純額28百万ユーロ)。

## 注記18.持分法適用会社の純損益

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>関連会社</b>	<b>27.1</b>	<b>18</b>	<b>-</b>
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		1	1
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		4	(1)
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.		20 <sup>(1)</sup>	3
Cogenio Iberia, S.L.		(1)	-
Endesa X Way, S.L.		(5)	(5)
その他		(1)	2
<b>ジョイント・ベンチャー</b>	<b>27.1</b>	<b>17</b>	<b>11</b>
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		8	-
Nuclenor, S.A.		1	1
Energie Électrique de Tahaddart, S.A.		-	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		1	1
その他		7	7
<b>合計</b>		<b>35</b>	<b>11</b>

(1) 支配権取得日にCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. (CETASA) の37.5%の非支配持分の公正価値測定の結果として発生した19百万ユーロの純利益を含む(注記8、27.1参照)。

## 注記19.法人税

2025年及び2024年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
当年度税金		768	706
繰延税金	26	(122)	(19)
過年度追徴課税		48	18
法人税引当金		(13)	(9)
<b>合計</b>		<b>681<sup>(1)</sup></b>	<b>696</b>

(1) 主に連結納税グループ(番号572/10)に対する税務調査の過程において研究開発・技術革新(R&D&I)に係る税額控除39百万ユーロが認識されたことによる法人税費用の減少。

## 会計上の利益と法人税費用との調整

2025年及び2024年において、「継続事業税引後会計利益」と「法人税」の調整は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年					
	純損益計算書	率 (%)	資本に直接認識された収益・費用	率 (%)	合計	種類 (%)
<b>継続事業税引後会計結果</b>	<b>2,234</b>	<b>-</b>	<b>131</b>	<b>-</b>	<b>2,365</b>	<b>-</b>
法人税	681	-	42	-	723	-
<b>税引前利益</b>	<b>2,915</b>	<b>-</b>	<b>173</b>	<b>-</b>	<b>3,088</b>	<b>-</b>
想定税額	-729	25.0	43	25.0	772	25.0
永久差異	-7	-	(1)	-	-6	-
配当控除制限	-27	-	-	-	-27	-
持分法適用による純利益への影響	(9)	-	(1)	-	(10)	-
連結調整及びその他	(11)	-	-	-	(11)	-
<b>年度の純損益に帰属する割当控除額</b>	<b>(33)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(33)</b>	<b>-</b>
繰延資産の過年度修正等	(57)	-	-	-	(57)	-
<b>年度税効果</b>	<b>-646</b>	<b>-</b>	<b>42</b>	<b>-</b>	<b>688</b>	<b>-</b>

単位：百万ユーロ

	2024年					
	純損益計算書	率 (%)	資本に直接認識された収益・費用	率 (%)	合計	種類 (%)
<b>継続事業税引後会計結果</b>	<b>1,893</b>	<b>-</b>	<b>184</b>	<b>-</b>	<b>2,077</b>	<b>-</b>
法人税	696	-	57	-	753	-
<b>税引前利益</b>	<b>2,589</b>	<b>-</b>	<b>241</b>	<b>-</b>	<b>2,830</b>	<b>-</b>
想定税額	647	25.0	60	25.0	707	25.0
永久差異	89	-	(3)	-	86	-
配当控除制限	24	-	-	-	24	-
持分法適用による純利益への影響	(3)	-	-	-	(3)	-
臨時エネルギー税による損金不算入費用	34	-	-	-	34	-
連結調整及びその他	34	-	(3)	-	31	-
<b>年度の純損益に帰属する割当控除額</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>
繰延資産の過年度修正等	(25)	-	-	-	(25)	-
<b>年度税効果</b>	<b>687</b>	<b>-</b>	<b>57</b>	<b>-</b>	<b>744</b>	<b>-</b>

## 純税額控除の調整

2025年及び2024年において、法人税費用と継続事業に対する純税額割当との調整は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年		
		純損益計算書	資本に直接認識された収益・費用	合計
<b>年度税効果</b>		<b>-646</b>	<b>42</b>	<b>688</b>
繰延税金の変動	26.1、26.2	122	(42)	80
<b>継続事業に対する純税額割当</b>		<b>768</b>	<b>-</b>	<b>68</b>

単位：百万ユーロ

	注記	2024年		
		純損益計算書	資本に直接認識された収益・費用	合計
<b>年度税効果</b>		<b>687</b>	<b>57</b>	<b>744</b>
繰延税金の変動	26.1、26.2	19	(57)	(38)
<b>継続事業に対する純税額割当</b>		<b>706</b>	<b>-</b>	<b>706</b>

## 法人所得税費用の詳細

2025年及び2024年の法人税費用の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年		
	当期税金	繰延税金の変動 (注記 <sup>26</sup> )	合計
<b>国庫帰属額 (うち)：</b>	<b>768</b>	<b>(122)</b>	<b>646</b>
継続事業に対する純税額割当	768	-	768
繰延税金	-	(122)	(122)
有形・無形資産の減価償却費	-	(66)	(66)
従業員給付引当金繰入額	-	(4)	(4)
その他の引当金	-	12	12
デリバティブ金融商品の評価	-	12	12
繰越欠損金	-	(30)	(30)
未使用税額控除	-	-	-
その他	-	(46)	(46)
<b>資本における認識内訳</b>	<b>-</b>	<b>42</b>	<b>42</b>
従業員給付引当金繰入額	-	-	-
デリバティブ金融商品の評価	-	42	42
<b>年度税効果</b>	<b>768</b>	<b>(80)</b>	<b>688</b>

単位：百万ユーロ

	2024年		
	当期税金	繰延税金の変動 (注記 <sup>26</sup> )	合計
<b>国庫帰属額 (うち)：</b>	<b>706</b>	<b>(19)</b>	<b>687</b>
継続事業に対する純税額割当	706	-	706
繰延税金	-	(19)	(19)
有形・無形資産の減価償却費	-	(9)	(9)
従業員給付引当金繰入額	-	2	2
その他の引当金	-	36	36
デリバティブ金融商品の評価	-	(1)	(1)
繰越欠損金	-	(69)	(69)
未使用税額控除	-	10	10
その他	-	12	12
<b>資本における認識内訳</b>	<b>-</b>	<b>57</b>	<b>57</b>
従業員給付引当金繰入額	-	10	10
デリバティブ金融商品の評価	-	47	47
<b>年度税効果</b>	<b>706</b>	<b>38</b>	<b>744</b>

2025年及び2024年において、純損益に帰属する割当控除額及びリベートは以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年	2024年
カナリア諸島における新規固定資産投資に対する控除額	27	17
慈善寄付金控除	4	4
事業用積立制度への拠出控除	1	2
セウタ及びメリリャで得た収益に対するリベート	1	1
<b>純損益に帰属する割当控除及びリベートの合計額</b>	<b>33</b>	<b>24</b>

## 国際税制改革：第2の柱のモデルルール

「第2の柱：グローバル税源浸食防止モデルルール（GloBEルール）」と呼ばれる制度は、多国籍企業グループに対し、各事業展開国において一定の最低税率による法人税負担を確保することを目的としているが、エンデサが事業を展開する各国・地域においては、すでに導入済み又は実質的に導入されている。一般論として、この規則は、各国・地域で発生した利益に関連する税負担の合計が最低税率の15%に達することを保証することを目的とした追加税制（「補足税」）を定めている。さらに、国・地域別・期間別に適格な国別情報が提出されることを前提として、2023年12月31日から2027年12月31日までの間に開始する課税期間については、補足税を適用しないとする経過措置も規定されている。この国別情報は、Enel, S.p.A.（エネル・グループのイタリアの親会社）がイタリア税務当局に提出したものであり、この情報に基づき、エンデサは、事業を展開する国・地域において、グローバル最低税率の適用に関する簡易セーフハーバー要件を遵守している。

## 注記20.基本的及び希薄化後1株当たり利益

2025年及び2024年における基本的及び希薄化後1株当たり利益（注記3.2q参照）の計算に用いられる普通株式の加重平均株式数は以下のとおりである：

株式数	注記	2025年	2024年
当年度の普通株式数	36.1.1	1,058,752,117 <sup>(1)</sup>	1,058,752,117 <sup>(2)</sup>
エンデサS.A.が所有する親会社の株式数	36.1.8	19,947,873 <sup>(1)</sup>	201,836 <sup>(2)</sup>
<b>加重平均流通普通株式数</b>		<b>1,048,255,762</b>	<b>1,058,458,650</b>

(1) 2025年12月31日現在。  
(2) 2024年12月31日現在。

2025年度及び2024年度の基本的及び希薄化後1株当たり利益は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	基本的及び希薄化後1株当たり利益	
	2025年	2024年
継続事業から生じる税引後利益	2,234	1,893
非継続事業から生じる税引後利益	-	-
<b>当期利益</b>	<b>2,234</b>	<b>1,893</b>
親会社の所有者に帰属	2,198	1,888
非支配持分に帰属	36	5
<b>加重平均流通普通株式数</b>	<b>1,048,255,762</b>	<b>1,058,458,650</b>
<b>基本的1株当たり純利益（単位：ユーロ）</b>	<b>2.10</b>	<b>1.78</b>
<b>希薄化後1株当たり純利益（単位：ユーロ）</b>	<b>2.10</b>	<b>1.78</b>
継続事業から生じる基本的1株当たり純利益（単位：ユーロ）	2.10	1.78
継続事業から生じる希薄化後1株当たり純利益（単位：ユーロ）	2.10	1.78
非継続事業から生じる基本的1株当たり純利益（単位：ユーロ）	-	-
非継続事業から生じる希薄化後1株当たり純利益（単位：ユーロ）	-	-

[前へ](#)

[次へ](#)

## 注記21.有形固定資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書における当該項目の詳細及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

稼働中及び建設中の有形固定資産	土地	建物	発電設備					合計	送配電設備 (1)	その他の 有形固定 資産	建設中の 有形固定 資産	合計
			水力発電 所	石炭/燃料 発電所	原子力発 電所	複合サイ クル発電 所	再生可能 エネル ギー					
取得原価	434	1,838	3,589	9,332	10,998	4,209	3,377	31,505	25,297	908	1,311	61,293
減価償却累計額	(63)	(521)	(2,723)	(6,821)	(8,775)	(1,980)	(675)	(20,974)	(13,084)	(631)	-	(35,273)
減損損失	(17)	(40)	(2)	(2,196)	-	(721)	(8)	(2,927)	-	(46)	(50)	(3,080)
<b>2024年12月31日現在残高</b>	<b>354</b>	<b>1,277</b>	<b>864</b>	<b>315</b>	<b>2,223</b>	<b>1,508</b>	<b>2,694</b>	<b>7,604</b>	<b>12,213</b>	<b>231</b>	<b>1,261</b>	<b>22,940</b>
会社の設立/(減少) (注記 <sup>8</sup> )	3	1	972	-	-	-	8	980	-	-	-	984
投資 (注記 <sup>21.1</sup> )	66	7	-	2	46	1	6	55	50	99	1,515	1,792
割当	(32)	(72)	(82)	(57)	(354)	(94)	(148)	(735)	(731)	(66)	(87)	(1,723)
減価償却費 (注記 <sup>16.1</sup> )	(15)	(71)	(82)	(63)	(354)	(100)	(148)	(747)	(731)	(66)	-	(1,630)
減損損失 (注記 <sup>16.1</sup> )	(17)	(1)	-	6	-	6	-	12	-	-	(87)	(93)
処分 <sup>(2)</sup>	(53)	(1)	-	-	-	-	(2)	(2)	-	-	(8)	(64)
売却目的で保有する非流動資産 への振替 (注記 <sup>35</sup> )	(20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20)
振替及びその他 <sup>(3)</sup>	20	239	149	38	112	(20)	224	503	913	15	(1,767)	(77)
<b>変動合計</b>	<b>(16)</b>	<b>174</b>	<b>1,039</b>	<b>(17)</b>	<b>(196)</b>	<b>(113)</b>	<b>88</b>	<b>801</b>	<b>232</b>	<b>48</b>	<b>(347)</b>	<b>892</b>
取得原価	442	2,023	4,708	9,342	11,139	4,190	3,605	32,984	26,196	991	1,051	63,687
減価償却累計額	(76) <sup>(4)</sup>	(551)	(2,803)	(6,857)	(9,112)	(2,080)	(815)	(21,667)	(13,751)	(680)	-	(36,725)
減損損失	(28)	(21)	(2)	(2,187)	-	(715)	(8)	(2,912)	-	(32)	(137)	(3,130)
<b>2025年12月31日現在残高<sup>(5)</sup></b>	<b>338</b>	<b>1,451</b>	<b>1,903</b>	<b>298</b>	<b>2,027</b>	<b>1,395</b>	<b>2,782</b>	<b>8,405</b>	<b>12,445</b>	<b>279</b>	<b>914</b>	<b>23,832</b>

- (1) 低・中電圧、計測機器、遠隔制御機器、その他の設備に関するもの。  
(2) 一部の再生可能エネルギー発電施設が立地する土地に対応するリース料の見直し、及び一部の再生可能エネルギー・プロジェクトの開発又は建設を行わないことを決定したことによる権利の処分を含み、これらの側面による影響はそれぞれ26百万ユーロにのぼる。  
(3) 有形固定資産（注記38.3参照）に計上されたプラス66百万ユーロの廃炉費用見積額の変動を含む。  
(4) 一部の再生可能エネルギー発電施設が立地する土地に対応する使用権資産の減価償却費を含む。  
(5) 使用権資産717百万ユーロを含む（注記22参照）。

単位：百万ユーロ

稼働中及び建設中の有形固定資産	土地	建物	発電設備					合計	送配電設備 (1)	その他の 有形固定 資産	建設中の 有形固定 資産	合計
			水力発電 所	石炭/燃料 発電所	原子力発 電所	複合サイ クル発電 所	再生可能 エネル ギー					
取得原価	443	1,603	3,506	9,466	10,712	4,162	3,131	30,977	24,475	882	1,561	59,941
減価償却累計額	(49)	(461)	(2,670)	(6,952)	(8,470)	(1,880)	(543)	(20,515)	(12,432)	(588)	-	(34,045)
減損損失	(17)	(40)	(2)	(2,191)	-	(718)	(8)	(2,919)	-	(46)	(35)	(3,057)
<b>2023年12月31日現在残高</b>	<b>377</b>	<b>1,102</b>	<b>834</b>	<b>323</b>	<b>2,242</b>	<b>1,564</b>	<b>2,580</b>	<b>7,543</b>	<b>12,043</b>	<b>248</b>	<b>1,526</b>	<b>22,839</b>
会社の設立/減少	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
投資 (注記 <sup>21.1</sup> )	29	12	-	2	47	1	12	62	30	19	1,517	1,669
割当	(14)	(65)	(53)	(65)	(323)	(103)	(140)	(684)	(710)	(53)	(22)	(1,548)
減価償却費 (注記 <sup>16.1</sup> )	(14)	(65)	(53)	(60)	(323)	(100)	(140)	(676)	(710)	(53)	-	(1,518)
減損損失 (注記 <sup>16.1</sup> )	-	-	-	(5)	-	(3)	-	(8)	-	-	(22)	(30)
処分	(51) <sup>(3)</sup>	(7)	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(10)	(2)	(72)
売却目的で保有する非流動資産 の振替	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
振替及びその他 <sup>(2)</sup>	13	235	83	55	257	46	244	685	850	27	(1,758)	52
<b>変動合計</b>	<b>(23)</b>	<b>175</b>	<b>30</b>	<b>(8)</b>	<b>(19)</b>	<b>(56)</b>	<b>114</b>	<b>61</b>	<b>170</b>	<b>(17)</b>	<b>(265)</b>	<b>101</b>
取得原価	434	1,838	3,589	9,332	10,998	4,209	3,377	31,505	25,297	908	1,311	61,293
減価償却累計額	(63) <sup>(4)</sup>	(521)	(2,723)	(6,821)	(8,775)	(1,980)	(675)	(20,974)	(13,084)	(631)	-	(35,273)
減損損失	(17)	(40)	(2)	(2,196)	-	(721)	(8)	(2,927)	-	(46)	(50)	(3,080)
<b>2024年12月31日現在残高<sup>(5)</sup></b>	<b>354</b>	<b>1,277</b>	<b>864</b>	<b>315</b>	<b>2,223</b>	<b>1,508</b>	<b>2,694</b>	<b>7,604</b>	<b>12,213</b>	<b>231</b>	<b>1,261</b>	<b>22,940</b>







- (1) 低・中電圧、計測機器、遠隔制御機器、その他の設備に関するもの。  
(2) 有形固定資産（注記38.3参照）に計上されたプラス61百万ユーロの廃炉費用見積額の変動を含む。  
(3) 一部の再生可能エネルギー発電施設が立地する土地の賃貸借契約期間調整に伴う使用権評価損を含む。  
(4) 一部の再生可能エネルギー発電施設が立地する土地に対応する使用権資産の減価償却費を含む。  
(5) 使用権資産712百万ユーロを含む（注記22参照）。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 21.1 主要な投資及び売却

### 21.1.1. 主要な投資

2025年及び2024年における有形投資の一覧は以下のとおりである：

事業   セグメント	有形投資		
	2025年	2024年	
発電及び給電 	790	764	
従来型発電 	385	306	・ 主に原子力を中心とする様々な技術の発電設備への投資が含まれる。
再生可能発電 	372	412	・ 2025年、エンデサは再生可能エネルギーによる発電施設の建設に273百万ユーロの投資を行った（注記5.1参照）。
商業化 	33	46	・ e-モビリティ及びe-シティ事業の充電ポイントへの投資に相当する。
配電 	991	892	・ これらは主に、ネットワークの拡張、効率性の向上、新たな顧客ニーズへの対応、ネットワーク自体のサービス品質と回復力の強化を目的とした運用の最適化を目的とした投資に相当する。
ストラクチャー・その他 <sup>(1)</sup> 	11	13	
<b>合計</b>	<b>1,792<sup>(2)</sup></b>	<b>1,669</b>	

(1) ストラクチャー・サービス及び調整

(2) 企業結合の一環として組み込まれたE-Generación Hidráulica, S.L.U.及びCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の取得は含まれていない（注記8参照）。




### 21.1.2. 主要な売却

2025年度には、特に、特定の再生可能エネルギー発電施設が所在する土地に対応するリース料の見直し、及び特定の再生可能エネルギー・プロジェクトの開発又は建設を行わないことを決定した結果として、54百万ユーロにのぼる使用権の認識中止が計上され、これらの側面にはそれぞれ26百万ユーロの影響があった。

2024年には、再生可能エネルギー発電施設がある土地の賃貸契約期間を44百万ユーロに変更したこと、及びLNG運搬船がメンテナンスのため使用できなくなった場合にその船舶を使用する費用から10百万ユーロを控除したことなどにより、使用権の売却として66百万ユーロが計上された。

## 21.2 取得に係るコミットメント

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、有形固定資産の取得に係るコミットメント一覧は以下のとおりである：

事業   セグメント	取得に係るコミットメント <sup>(1)</sup>		
	2025年12月31日	2024年12月31日	
発電・商業化 	329	499	・ 2025年12月31日現在234百万ユーロ、2024年12月31日現在351百万ユーロの非排出、原子力、再生可能技術への投資コミットメントを含む（注記5.1参照）。 ・ さらに、e-モビリティ事業の充電ポイントへの投資約定がそれぞれ40百万ユーロと85百万ユーロ含まれている。
配電 	497	375	・ 品質、損失、回復力を改善し、新たな接続要求を統合できるようにするためのネットワークへの投資約定に相当する。
ストラクチャー・その他 <sup>(2)</sup> 	-	1	
<b>合計</b>	<b>826</b>	<b>875</b>	

(1) 2025年12月31日及び2024年12月31日現在、それぞれ40百万ユーロ及び86百万ユーロが関連会社に対してコミットされている。これらの金額はいずれも、グループ会社又はジョイント・ベンチャーに対するコミットメントではない。

(2) ストラクチャー、サービス及び調整

2025年12月31日現在、有形固定資産の取得に係るコミットメントの年度別内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	取得に係るコミットメント
2026年	672
2027年 - 2028年	87
2029年 - 2030年	67
<b>合計</b>	<b>826</b>

エンデサは、これらのコミットメントを、社内で創出した資源及び銀行業務や資本市場での発行による企業資金調達の選択肢によって満たすことを見込んでいる。

### 21.3.減損テスト

2025年度及び2024年度において、それぞれ純額で93百万ユーロ及び30百万ユーロの減損引当金が計上されており、その内訳は以下のとおりである：

百万ユーロ	注記	2025年	2024年
再生可能エネルギー発電所		50	23
非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）		(10)	9
バレアレス		17	2
カナリア		(29)	8
セウタ		1	1
メリリャ		1	(2)
Los Barrios港ターミナル（Cádiz）		(1)	(2)
配電事業		45	-
その他		9	-
<b>合計</b>	<b>3.2e.4, 9.2, 16.1</b>	<b>93</b>	<b>30</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらの資産の回収可能価額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	12月31日 2025年 <sup>(1)</sup>	12月31日 2024年 <sup>(1)</sup>
再生可能エネルギー発電所	-	3
非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）	721	651
バレアレス諸島(1)	280	270
カナリア諸島(1)	416	355
セウタ	10	9
メリリャ	15	17
Los Barrios港ターミナル（Cádiz）	32	27
配電資産	-	N/A
その他	20	N/A

(1) 税引後回収可能価額に相当する。

2025年度及び2024年度において、主な減損引当金の原因となった事象は以下のとおりである：

- 再生可能エネルギー発電所
- 2025年及び2024年において、「有形固定資産」に関して、それぞれ純額で50百万ユーロ及び23百万ユーロの減損損失が計上された。これはとりわけ、発電所の運転に必要な許認可が取得できなかったことや、当社の選別的投資方針に沿った一部プロジェクトにおける期待投資収益率の変更により、特定の風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトに関連する（注記3.2e.4、16.1、24.3参照）。バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの非本土地域に係る資金生成単位（CGU）。

2025年12月31日現在、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの非半島領土（NPT）の資産の正味帳簿価額を回収可能価額に調整するため、総額10百万ユーロ（2024年12月31日現在減損引当金純額9百万ユーロ）の減損戻入が計上されている（注記3.2e.4、16.1参照）。

2025年及び2024年に認識された減損は、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの非半島領土（NPT）の資産の使用価値を決定する際に用いた主な仮定を更新した結果である。2025年には、非半島領土（TNP）における新規設備容量の手続に関する決議（注記6参照）に従い、資産の耐用年数を延長することを目的とした投資も、これらの仮定の修正に組み込まれている。

- Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）の減損戻入がそれぞれ1百万ユーロ及び2百万ユーロ計上されているが、これは最長で2057年まで存続する可能性のあるターミナル委譲契約の延長要請の結果である（注記3.2e.4、16.1参照）。

## - 配電事業

2025年度には、主に高圧ネットワークの開発に関する投資計画に対応する様々なプロジェクトについて、技術的・管理的な問題によりこれらのプロジェクトを継続し、妥当な収益を得ることが不可能となった結果、45百万ユーロの減損損失が計上されている（注記3.2e.4、16.1参照）。

これらの減損テストの実施にあたって検討したメソドロジー、基本的な前提及び感応度分析は、注記3.2eに記載されている。

## 21.4.その他の情報

### ジョイント・オーナーシップ

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の有形固定資産の残高には、以下のジョイント・オーナーシップへの参加が含まれている：

単位：百万ユーロ

	ジョイント・オーナーシップ		
	参加率	12月31日 2025年	12月31日 2024年
Vandellós II, C.B.原子力発電所	72.00	746	773
Ascó II, C.B.原子力発電所	85.00	571	597
Almaraz, C.B.原子力発電所	36.02	205	250
Salto del Navia, C.B.	50.00	13	13
Trillo, C.B.原子力発電所	1.00	10	10

## 環境

2025年度及び2024年度におけるエンデサの環境保護活動への投資と支出は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年	2024年
年間総投資額	45	43
年度末の累積投資総額	2,085	2,040
年間支出	142	137
償却及び減損損失	30	31
その他の費用	112	106

## 保険

エンデサとその子会社は、有形固定資産の様々な要素に関連する潜在的リスクをカバーするため、保険契約を結んでいる。これらの保険は、そのような補償の範囲内で理解されるように、その業務から生じる全ての潜在的請求を十分にカバーしている。また、施設の停止に起因する潜在的な利益の損失も、一定の資産によってカバーされる。2025年度に保険会社が重大な損害を伴う事故に対して支払った補償金は13百万ユーロ（2024年度は21百万ユーロ）であった。

スペインの現行法に従い、エンデサは、発電所の運転中に発生する可能性のある原子力事故に対する第三者からの賠償請求に対し、最高1,200百万ユーロの保険に加入している。この金額を超える損失又は損害は、スペインが加盟している国際条約の対象となる。原子力発電所はまた、施設への損害（核燃料の備蓄を含む）及び機械故障に対しても付保されており、各発電所につき最大1,500百万米ドルが補償される。

2011年5月28日、スペイン政府は2011年5月27日付で、原子力損害又は放射性物質による損害に起因する第三者責任に関する法律12/2011を公布した。この法律では、原子力損害の概念が拡大されたほか、事業者の賠償責任が1,200百万ユーロに引き上げられ、事業者はこの賠償責任をいくつかの方法でカバーすることができるようになった。当該規制は、原子力民事責任条約（パリ条約）及びブリュッセル条約を改正する2004年2月12日付け議定書の加盟国による共同批准の後、上記を補足する形で2022年1月1日に施行された。エンデサが手配した民間原子力賠償責任保険の限度額は、2022年1月1日から1,200百万ユーロとなる。

2025年度において、エンデサが加入した保険契約に関して重大な影響は発見されなかった。

## その他の情報

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の「引当金」の項目に計上されている、エンデサが所轄当局に閉鎖認可及び廃炉引当金を申請している石炭発電所の正味帳簿価額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

火力発電所	申請日	閉鎖完了期日	2025年12月31日		2024年12月31日	
			帳簿価額	廃炉引当金 (注記38.3)	帳簿価額	廃炉引当金 (注記38.3)
As Pontes (A Coruña)	2019年12月27日	2023年12月1日	-	99	-	105
Litoral (Almería)	2019年12月27日	2021年11月26日	-	45	-	56
Compostilla II (León) - Groups III, IV, and V	2018年12月19日	2020年9月23日	-	56	-	67
Andorra ( Teruel )	2018年12月19日	2020年7月21日	-	14	-	15
Alcudia (Balearic Islands) - Groups I and II	2018年12月27日	2019年12月30日	-	29	-	30
<b>合計</b>			-	<b>243</b>	-	<b>273</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、使用中の償却済み有形固定資産は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	12月31日 2025年	12月31日 2024年
建物	137	191
その他の項目	349	293
(1)		
<b>合計</b>	<b>486</b>	<b>484</b>

(1) 2025年12月31日及び2024年12月31日現在、閉鎖が承認された火力発電所に対応する4,900百万ユーロ及び4,928百万ユーロは含まれていない。

2025年12月31日現在、第三者から融資を受けるために保証を受けている有形固定資産は25百万ユーロ（2024年12月31日現在32百万ユーロ）である（注記36.1.13、42.4.3、49参照）。

## 注記22.使用権資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の「有形固定資産」に含まれる使用権資産の詳細及び2025年度及び2024年度におけるそれらの取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

使用権資産	土地	建物	発電設備：複合サイクル発電所	その他の有形固定資産	合計
<b>2024年12月31日現在残高</b>	<b>264</b>	<b>84</b>	<b>251</b>	<b>113</b>	<b>712</b>
会社の設立/減少	2	-	-	-	2
追加	66	6	-	98 <sup>(1)</sup>	170
処分（注記21.1.2）	(53)	-	-	(1)	(54)
減価償却費及び減損損失	(26)	(18)	(24)	(45)	(113)
2025年12月31日現在残高 <sup>(2)</sup>	<b>253</b>	<b>72</b>	<b>227</b>	<b>165</b>	<b>717</b>

(1) Endesa Energía, S.A.U. による7年間の液化天然ガス（LNG）輸送用メタンタンカー備船契約の更新を含む。

(2) イベリア半島の発電事業資金生成単位（CGU）（640百万ユーロ）、配電事業（24百万ユーロ）、ストラクチャー・サービス事業（53百万ユーロ）に配分（注記9.2.2参照）。

単位：百万ユーロ

使用権資産	土地	建物	発電設備：複合サイクル発電所	その他の有形固定資産	合計
<b>2023年12月31日現在残高</b>	<b>300</b>	<b>95</b>	<b>277</b>	<b>138</b>	<b>810</b>
追加	29	11	-	15	55
処分（注記21.1.2）	(51)	(5)	-	(10)	(66)
減価償却費及び減損損失	(14)	(17)	(26)	(30)	(87)
2024年12月31日現在残高 <sup>(1)</sup>	<b>264</b>	<b>84</b>	<b>251</b>	<b>113</b>	<b>712</b>

(1) イベリア半島の発電事業資金生成単位（CGU）（621百万ユーロ）、配電事業（29百万ユーロ）、ストラクチャー・サービス事業（62百万ユーロ）に配分（注記9.2.2参照）。

2025年度及び2024年度において、使用権資産が連結損益計算書に与えた影響は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
使用権資産償却・減損損失引当金		113	87
使用権資産に関連する金融債務の支払利息		29	51
金融費用	17.1、47.1	42	43
為替換算差額		(13)	8
短期リース及び/又は少額資産に係る費用 <sup>(1)</sup>		-	-
変動リース料		-	1
<b>連結損益計算書への影響総額</b>		<b>142</b>	<b>139</b>

(1) 初度適用日から今後12カ月以内に期限が到来する、及び/又は原資産価格が5,000米ドル（USD）未満のリース。

## 22.1.借手としての使用権資産

2025年12月31日現在、エンデサが借手となっている最も重要なリース契約は以下のとおりである：

契約	会社	存続期間	詳細
Elecgas,S.A. (Endesa Generación, S.A.U. が50%出資する会社)との「トーリング」契約	Endesa Generación, S.A.U.	25年間、残り10年間。	Endesa Generación, S.A.U. に同発電所の全発電能力と、供給されるガスを電力に変換するコミットメントを金銭的負担と引き換えに提供する。
オフィスビルリース契約	Edistribución Digitales, S.L.U.	約3年	ほとんどがBarcelona、Lleida、Zaragozaにあるオフィスビルのリース。
Ribera del Loira (Madrid) に所在するエンデサ本社のリース契約	Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.	2030年6月30日まで	本社 (Madrid) のリース。
特定の再生可能エネルギー発電施設が立地する土地に対応するリース契約。	再生可能企業	2026-2056年満期	長期契約には自動更新条項が含まれる場合があり、その価格は、設備容量 (MW) に基づく金額と、場合によっては生産量 (GWh) に基づく金額を組み合わせて設定される。
液化天然ガス (LNG) 輸送向けチャーター契約	Endesa Energía, S.A.U.	7年間延長可能	液化天然ガス (LNG) 輸送向けメタン運搬船チャーター契約。
技術機器のリース契約	再生可能エネルギー企業、サービス、火力発電	2026-2027年満期	運用要件に応じて随時提供される可用性サービスをカバーする契約。
車両リース契約	全ての事業	最長5年の複数年満期。	全車両

一般的に、購入オプションを含む契約は、その金額が最終分割払いとして設定された金額と一致する。

## 22.2.貸手としての使用権資産

### ファイナンス・リース

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサは貸手となるファイナンス・リース契約を締結していない。

### オペレーティング・リース

2025年12月31日現在、エンデサが貸手となっているオペレーティング・リース契約には、Endesa Energía, S.A.U. が主に付加価値製品やサービスに関する第三者との契約に関連して締結したものが含まれる。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、オペレーティング・リース契約から生じる将来支払額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	12月31日 2025年	12月31日 2024年
1年未満	4	3
1～2年	4	3
2～3年	4	2
3～4年	3	2
4～5年	2	2
5年以上	7	7
<b>合計</b>	<b>24</b>	<b>19</b>

2025年度に収益として認識されたリース料は11百万ユーロ（2024年度8百万ユーロ）であった（注記10.1参照）。

## 注記23.不動産投資

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサの企業目的を構成する通常の事業過程では回収が見込まれない土地及び建物を含むこの項目の構成及び推移は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	土地	建物	合計
取得原価	5	4	9
減価償却累計額	-	(1)	(1)
減損損失	(2)	(2)	(4)
<b>2024年12月31日現在残高</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>
<b>変動合計</b>	-	-	-
取得原価	5	4	9
減価償却累計額	-	(1)	(1)
減損損失	(2)	(2)	(4)
<b>2025年12月31日現在残高</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>

単位：百万ユーロ

	土地	建物	合計
取得原価	140	7	147
減価償却累計額	-	(4)	(4)
減損損失	(73)	(1)	(74)
<b>2023年12月31日現在残高</b>	<b>67</b>	<b>2</b>	<b>69</b>
投資	8	-	8
減損損失（引当金繰入）/戻入 （注記16.1）	16 <sup>(1)</sup>	-	16
売却による処分	(51)	(1)	(52)
売却目的で保有する非流動資産の振替	(37)	-	(37)
<b>変動合計</b>	<b>(64)</b>	<b>(1)</b>	<b>(65)</b>
取得原価	5	4	9
減価償却累計額	-	(1)	(1)
減損損失	(2)	(2)	(4)
<b>2024年12月31日現在残高</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>

(1) Gas y Electricidad Generación, S.A.U. の旧本社所在地及びPalma de Mallorcaの隣接地の、第三者による評価による減損損失の戻入を含む。

2024年10月29日、エンデサS.A.の取締役会は、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. とパルマ市議会の間で和解契約を締結することを承認することに合意した。パルマ市議会との間で、この「投資不動産」の項目で分類される不動産の1件の売却、エンデサが被った金銭的損害の一部補償、及び当事者間で行われていた法的手続の終了を含む和解契約を締結することに合意し、他方で、エンデサが所有し、同じく「投資不動産」の項目で計上されている残りの不動産の売却を承認した。

この決定の結果、エンデサは以下の財務事実を計上した：

- パルマ市議会との和解契約に基づき、8百万ユーロに相当する開発費が2024会計年度に「投資不動産」の項目で認識された。
- 2024年12月30日、土地の1区画が、取引費用控除後の総額62百万ユーロで売却された。当該売却は「投資不動産」において正味帳簿価額52百万ユーロで計上され、「その他の純損益」に10百万ユーロの売却益が計上された。総売却額の20%は取引日に回収され、残りの80%に相当する51百万ユーロは2024年12月31日現在で回収待ちとなっている。未払額は2025年12月31日に回収された。
- 「投資不動産」に計上されていたその他の土地の帳簿価額は、2024年12月31日現在37百万ユーロの「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に振り替えられ、これらの資産に関連する引当金の帳簿価額も総額17百万ユーロの「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業に関連する負債」に振り替えられた（注記35参照）。
- 最後に、2025年2月24日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. は、Palma de Mallorca市に対し、実施単位71-03の協力開発事業（Sector Llevant Façana Marítima）から生じた不動産3件の売却を完了した。これらの資産は、2024年12月31日現在「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」並びに「売却目的で保有する非流動資産に関連する負債及び非継続事業」として、それぞれ28百万ユーロ及び17百万ユーロで計上されており、本売却による純損益への影響は軽微である（注記35参照）。

## 23.1. その他の情報

### 保険

エンデサは、投資不動産の様々な要素に関連する潜在的リスク及び事業から生じる潜在的クレームをカバーするために保険契約を締結しており、これらの保険契約は、エンデサがさらされているリスクに対して十分なカバーを提供していると理解されている。

2025年度において、エンデサが加入した保険契約に関して重大な影響は発見されなかった。

### その他の情報

投資不動産の適正な市場価値を決定するため、公的に認められた独立した専門家に鑑定を依頼し、建設不動産の場合、都市計画の状況及び現在の保全状況に応じて、不動産の最高かつ最善の利用方法を考慮した最善の見積価格を提示する。2025年12月31日現在、投資不動産の時価は5百万ユーロ（2024年12月31日現在6百万ユーロ）である。

土地を除く投資不動産の減価償却は、様々な構成要素の取得原価を耐用年数にわたって直線的に配分することにより行う。これらの投資不動産の平均耐用年数は50年である。2025年12月31日及び2024年12月31日現在、重要な金額の投資不動産で償却が完了しているものはない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これに関する制限はない。

2025年及び2024年の連結損益計算書において、投資不動産に関連する直接支出として計上された金額に重要性はない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサは、投資不動産の購入、建設、開発、及び多額の修繕、保守、改善に関する契約上の義務を負っていない。

## 注記24.無形資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書における当該項目の内訳及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	コンピューター・ソフトウェア	委譲契約	取得費用	その他	合計
取得原価	2,398	65	1,151	1,095	4,709
減価償却累計額	(1,906)	(35)	(720)	(437)	(3,098)
減損損失	-	(4)	-	(71)	(75)
<b>2024年12月31日現在残高</b>	<b>492</b>	<b>26</b>	<b>431</b>	<b>587</b>	<b>1,536</b>
会社の増加/(減少) (注記7、8)	-	-	-	41	41
投資 (注記24.1)	113	-	212	60	385
割当	(139)	(2)	(244)	(147)	(532)
減価償却費 (注記16.1)	(137)	(2)	(244)	(47)	(430)
減損損失 (注記16.1)	(2)	-	-	(100)	(102)
処分	-	-	-	(1)	(1)
振替及びその他	-	-	-	(5)	(5)
<b>変動合計</b>	<b>(26)</b>	<b>(2)</b>	<b>(32)</b>	<b>(52)</b>	<b>(112)</b>
取得原価	2,513	65	1,363	1,142	5,083
減価償却累計額	(2,045)	(37)	(964)	(436)	(3,482)
減損損失	(2)	(4)	-	(171)	(177)
<b>2025年12月31日現在残高</b>	<b>466</b>	<b>24</b>	<b>399</b>	<b>535</b>	<b>1,424</b>

(1) これには主に、風力発電所及び太陽光発電所の運営に関する認可、並びに顧客ポートフォリオの取得が含まれ、その金額はそれぞれ507百万ユーロ及び9百万ユーロである。

単位：百万ユーロ

	コンピューター・ソフトウェア	委譲契約	取得費用	その他	合計
取得原価	2,298	65	918	1,084	4,365
減価償却累計額	(1,769)	(33)	(522)	(389)	(2,713)
減損損失	-	(4)	-	(2)	(6)
<b>2023年12月31日現在残高</b>	<b>529</b>	<b>28</b>	<b>396</b>	<b>693</b>	<b>1,646</b>
投資 (注記24.1)	92	-	233	55	380
割当	(138)	(2)	(198)	(148)	(486)
減価償却費 (注記16.1)	(138)	(2)	(198)	(47)	(385)
減損損失 (注記16.1)	-	-	-	(101)	(101)
処分	-	-	-	(3)	(3)
振替及びその他	9	-	-	(10)	(1)
<b>変動合計</b>	<b>(37)</b>	<b>(2)</b>	<b>35</b>	<b>(106)</b>	<b>(110)</b>
取得原価	2,398	65	1,151	1,095	4,709
減価償却累計額	(1,906)	(35)	(720)	(437)	(3,098)
減損損失	-	(4)	-	(71)	(75)
<b>2024年12月31日現在残高</b>	<b>492</b>	<b>26</b>	<b>431</b>	<b>587<sup>(1)</sup></b>	<b>1,536</b>







(1) これには主に、風力発電所及び太陽光発電所の運営に関する認可、並びに顧客ポートフォリオの取得が含まれ、その金額はそれぞれ563百万ユーロ及び10百万ユーロである。

## 24.1.主要な投資及び売却

### 24.1.1.主要な投資

2025年度及び2024年度の無形資産投資は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

事業   セグメント	無形投資		
	2025年	2024年	
発電・商業化 	347	355	
従来型発電 	13	12	・ システム・通信（ICT）事業への投資を含む。
再生可能発電 	62	52	・ これには主に、再生可能資源による発電システムや設備における戦略的脱炭素化目標の達成を目指した投資が含まれる。
商業化 	272	291	・ 主に、顧客との契約を獲得するために発生した増分費用212百万ユーロに関連する。 ・ また、当社のデジタル化戦略及び必要の電化という戦略目標に沿った情報通信技術（ICT）活動への投資も含まれており、その金額は60百万ユーロであった。
配電 	26	14	・ より効率的なネットワークのデジタル化戦略に沿ったシステム・通信（ICT）事業への投資に相当する。
ストラクチャー及びその他 <sup>(1)</sup> 	12	11	・ 主にICT投資が含まれる。
<b>合計</b>	<b>385<sup>(2)</sup></b>	<b>380</b>	

(1) ストラクチャー・サービス及び調整  
(2) 企業結合の一環として組み込まれたE-Generación Hidráulica, S.L.U.及びCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.（CETASA）の取得は含まれていない（注記8参照）。




### 24.1.2.主要な売却

2025年度及び2024年度において、連結財政状態計算書のこの項目に該当する重要な費用の売却はなかった。

## 24.2.取得に係るコミットメント

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、主にコンピューター・ソフトウェアに相当する無形資産の取得に係るコミットメントの一覧は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

事業   セグメント	取得に係るコミットメント <sup>(1)</sup>		
	2025年12月31日	2024年12月31日	
発電・商業化 	4	10	-
配電 	4	2	・ 両期とも、配電網のデジタル化に関するグループ会社とのコミットメントに相当。
ストラクチャー・その他 <sup>(2)</sup> 	5	13	・ エンデサ・リーグのスポンサーに相当。
<b>合計</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	

(1) 2025年12月31日及び2024年12月31日に、グループ会社に対してそれぞれ4百万ユーロ及び2百万ユーロのコミットメントを行っている（注記48.1.2参照）。当該金額は、関連会社又はジョイント・ベンチャーとのコミットメントではない。  
(2) ストラクチャー、サービス及び調整

2025年12月31日現在、無形資産の取得に係るコミットメントの年度別内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	取得に係るコミットメント
2026年	13
2027年 - 2028年	-
2029年 - 2030年	-
<b>合計</b>	<b>13</b>

エンデサは、これらのコミットメントを、社内で創出した資源及び銀行業務や資本市場での発行による企業資金調達の選択肢によって満たすことを見込んでいる。

### 24.3.減損テスト

2025年及び2024年には、本項目においてそれぞれ100百万ユーロ及び101百万ユーロの減損損失が計上されている。これは主に、複数の風力発電及び太陽光発電プロジェクトに関するものであり、発電所の運転に必要な許認可が取得できなかったことや、当社の選別的投資方針に基づく一部プロジェクトの期待投資収益率の見直し等が要因となっている（注記3.2e.4、16.1及び21.3参照）。なお、2025年12月31日及び2024年12月31日現在、当該資産の回収可能価額はいずれもゼロとなっている。

これらの減損テストの実施にあたって検討したメソドロジー、基本的な前提及び感応度分析は、注記3.2eに記載されている。

### 24.4.その他の情報

2025年12月31日現在、使用中の償却済み無形固定資産は314百万ユーロ（2024年12月31日現在318百万ユーロ）であった。

### 注記25.のれん

2025年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書における当該項目の詳細及び変動は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年12月 31日現在残高	企業結合 (注記8)	2025年12月 31日現在残高
Enel Green Power España, S.L.U. <sup>(1)</sup>	296	-	296
Endesa Generación, S.A.U. <sup>(1)</sup>	-	125	125
Eléctrica del Ebro, S.A.U. <sup>(2)</sup>	2	-	2
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A. <sup>(2)</sup>	21	-	21
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. ('CETASA') <sup>(1)</sup>	-	20	20
情報通信技術 (ICT) <sup>(3)</sup>	143	-	143
<b>合計</b>	<b>462</b>	<b>145</b>	<b>607</b>

(1) イベリア半島の発電事業資金生成単位 (CGU) に割り当てられる (注記9.2参照)。

(2) 配電事業資金生成単位 (CGU) に割り当てられる (注記9.2参照)。

(3) イベリア半島の発電事業資金生成単位 (CGU) (65百万ユーロ)、配電事業 (74百万ユーロ)、エンデサS.A. (4百万ユーロ) に割り当てられる (注記9.2参照)。

これらののれん資金は全てスペインの地理的地域に対応している。

### 25.1.その他の情報

#### 減損テスト

2025年12月31日、エンデサは、これらの資産が割り当てられている資金生成単位 (CGU) に対して減損テストを実施することにより、これらののれん資金の回収可能性を評価したが、減損損失は明らかにならなかった。

これらの減損テストの実施にあたって検討したメソドロジー、基本的な前提及び感応度分析は、注記3.2eに記載されている。

## 注記26.繰延税金資産及び負債

### 26.1.繰延税金資産及び負債

2025年度及び2024年度において、計上された繰延税金資産及び繰延税金負債の発生及び取引、並びに計上された相殺不能な繰延税金資産及び繰延税金負債は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	繰延税金資産及び負債					2025年 12月31日 現在残高
	2024年 12月31日 現在残高	会社の設立/減少	(借方)/貸方 損益 (注記19)	(借方)/貸方 資本 (注記19)	振替	
<b>繰延税金資産：</b>						
有形・無形資産の減価償却費	328	-	10	-	(2)	336
従業員給付引当金	214	-	4	-	1	219
その他の引当金	298	-	(12)	-	3	289
デリバティブ金融商品の評価	151	-	(12)	(22)	(9)	108
繰越欠損金	141	-	30	-	1	172
未使用税額控除	11	-	-	-	33	44
その他	168	1	41	-	(27)	183
<b>合計</b>	<b>1,311</b>	<b>1</b>	<b>61</b>	<b>(22)</b>	<b>-</b>	<b>1,351</b>
<b>繰延税金負債：</b>						
有形・無形資産の減価償却費	619	136	(56)	-	3	702
デリバティブ金融商品の評価	118	-	-	20	(9)	129
その他	310	1	(5)	-	4	310
<b>合計</b>	<b>1,047</b>	<b>137</b>	<b>(61)</b>	<b>20</b>	<b>(2)</b>	<b>1,141</b>
<b>相殺できない繰延税金資産</b>	<b>467</b>					<b>428</b>
<b>相殺できない繰延税金負債</b>	<b>203</b>					<b>218</b>
<b>相殺できる繰延税金</b>	<b>844</b>					<b>923</b>

単位：百万ユーロ

	繰延税金資産及び負債					2024年 12月31日 現在残高
	2023年 12月31日 現在残高	(借方)/貸方 損益 (注記19)	(借方)/貸方 資本 (注記19)	振替及びその他		
<b>繰延税金資産：</b>						
有形・無形資産の減価償却費	361	(33)	-	-	-	328
従業員給付引当金	217	(2)	(10)	9	-	214
その他の引当金	342	(36)	-	(8)	-	298
デリバティブ金融商品の評価	414	(20)	(230)	(13)	-	151
繰越欠損金	72	69	-	-	-	141
未使用税額控除	21	(10)	-	-	-	11
その他	181	(25)	-	12	-	168
<b>合計</b>	<b>1,608</b>	<b>(57)</b>	<b>(240)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,311</b>
<b>繰延税金負債：</b>						
有形・無形資産の減価償却費	630	(42)	-	31	-	619
デリバティブ金融商品の評価	306	(21)	(183)	16	-	118
その他	372	(13)	-	(49)	-	310
<b>合計</b>	<b>1,308</b>	<b>(76)</b>	<b>(183)</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>1,047</b>
<b>相殺できない繰延税金資産</b>	<b>547</b>					<b>467</b>
<b>相殺できない繰延税金負債</b>	<b>247</b>					<b>203</b>
<b>相殺できる繰延税金</b>	<b>1,061</b>					<b>844</b>

繰延税金資産の残高を回収できるかどうかは、将来十分な税効果を得られるかどうかによる。本連結財務諸表の作成日現在、親会社の取締役は、エンデサ・グループ会社の将来の予想利益がこれらの資産を回収するのに十分であると判断している。

2025年12月31日現在、認識保留中の欠損金に対応する繰延税金資産が11百万ユーロ（2024年12月31日現在5百万ユーロ）ある。

2025年12月31日現在、将来の利益で補填可能な繰越欠損金に対応する繰延税金資産は172百万ユーロである（2024年12月31日現在141百万ユーロ）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、将来の利益に対する申請中の割当控除に対応する繰延税金資産のリスト及びその使用可能年度は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

年度	2025年 12月31日	2024年 12月31日
2027年	6	-
2030年	11	-
2031年	13	-
2032	8	3
2033	3	-
2037	1	-
制限なし	2	8
<b>合計</b>	<b>44</b>	<b>11</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書に計上されていない繰延税金負債で、エンデサがその返還をコントロールでき、かつ予測可能な将来に取り崩す可能性が低い子会社、関連会社及び共同支配下にある事業体に対する投資に関連するものはない。

## 26.2.その他の情報

### 繰延税金資産及び負債の実現

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書で認識されている繰延税金資産及び負債の見積実現額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
繰延税金資産	1,351	1,311
1年以内の実現予定	317	202
1年以上かけて実現予定	1,034	1,109
繰延税金負債	1,141	1,047
1年以内の実現予定	171	93
1年以上かけて実現予定	970	954

## 注記27.持分法適用投資及びジョイント・オペレーション企業

### 27.1.持分法で会計処理されている投資

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
関連会社	188	190
ジョイント・ベンチャー	92	97
<b>合計</b>	<b>280</b>	<b>287</b>

エンデサが重要な影響力を行使している投資先企業の一覧は、本連結財務諸表の別紙Iに記載されている。当該企業は上場株価を有していない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、関連会社又はジョイント・ベンチャーが現金配当としてエンデサに資金を移転する能力、又はエンデサが行った貸付金や立替金の返済能力に対して課される重要な制限はない（注記36.1.13参照）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサは、関連会社及びジョイント・ベンチャーに関する偶発債務に重要な金額のものはない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、関連会社、ジョイント・ベンチャー、並びに2025年度及び2024年度中のそれら企業との取引に対する融資及び保証は、注記28.1、30、40.1.1及び46.2に記載されている。

[前へ](#)      [次へ](#)

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書における当該項目の詳細及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	比率(%) <sup>(1)</sup>	2024年 12月31日 現在残高	会社の設立/(除 外) <sup>(注記7.2、 7.3)</sup>	投資又は増 加	売却又は削減	持分法による純損益 (注記18)	配当金	振替 その他	2025年 12月31日 現在残高
<b>関連会社</b>		<b>190</b>	<b>(27)</b>	<b>6</b>	<b>(4)</b>	<b>18</b>	<b>(4)</b>	<b>9</b>	<b>188</b>
Elcogas, S.A. (清算中)	41.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50.0	5	-	-	-	1	(3)	-	3
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23.2	6	-	-	-	4	-	-	10
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.	-	7	(27)	-	-	20	-	-	-
Cogenio Iberia, S.L.	20.0	5	-	-	-	(1)	-	1	5
Endesa X Way, S.L.	49.0	123	-	3	-	(5)	-	1	122
その他		44	-	3	(4)	(1)	(1)	7	48
<b>ジョイント・ベンチャー</b>		<b>97</b>	<b>(11)</b>	<b>1</b>	<b>(8)</b>	<b>17</b>	<b>(3)</b>	<b>(1)</b>	<b>92</b>
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43.7	6	-	-	(8)	8	-	(1)	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61.4	30	-	-	-	-	-	-	30
Nuclenor, S.A.	50.0	-	-	-	-	1	-	(1)	-
Energie Électrique de Tahaddart, S.A.	-	11	(11)	-	-	-	-	-	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33.5	8	-	-	-	1	(1)	-	8
その他		42	-	1	-	7	(2)	1	49
<b>合計</b>		<b>287</b>	<b>(38)</b>	<b>7</b>	<b>(12)</b>	<b>35</b>	<b>(7)</b>	<b>8</b>	<b>280</b>

(1) 2025年12月31日現在の比率。

単位：百万ユーロ

	比率(%) <sup>(1)</sup>	2023年 12月31日 現在残高	会社の設立/(除 外)	投資又は増 加	売却又は削減	持分法による純損益 (注記18)	配当金	振替 その他	2024年 12月31日 現在残高
<b>関連会社</b>		<b>188</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>(5)</b>	<b>190</b>
Elcogas, S.A. (清算中)	41.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50.0	6	-	-	-	1	(1)	(1)	5
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23.2	7	-	-	-	(1)	-	-	6
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.	37.5	7	-	-	-	3	(2)	(1)	7
Cogenio Iberia, S.L.	20.0	6	-	-	-	-	-	(1)	5
Endesa X Way, S.L.	49.0	122	-	6	-	(5)	-	-	123
その他		40	-	6	-	2	(2)	(2)	44
<b>ジョイント・ベンチャー</b>		<b>85</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>(4)</b>	<b>4</b>	<b>97</b>
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43.7	5	-	-	-	-	-	1	6
Front Marítim del Besòs, S.L.	61.4	30	-	-	-	-	-	-	30
Nuclenor, S.A.	50.0	-	-	-	-	1	-	(1)	-
Energie Électrique de Tahaddart, S.A.	32.0	8	-	-	-	2	-	1	11
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33.5	8	-	-	-	1	(2)	1	8
その他		34	-	1	-	7	(2)	2	42
<b>合計</b>		<b>273</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>(9)</b>	<b>(1)</b>	<b>287</b>

(1) 2024年12月31日現在の比率。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 関連会社

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、本連結財務諸表作成の基礎となった主な関連会社の財務諸表情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	財政状態計算書											
	Elcogas, S.A. (清算中)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度
非流動資産	-	-	9	11	61	63	-	11	55	49	34	33
流動資産	14	14	1	2	23	20	-	12	39	18	61	74
現金及び現金同等物	13	13	-	-	17	5	-	11	35	12	18	11
その他の流動資産	1	1	1	2	6	15	-	1	4	6	43	63
<b>資産合計</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>94</b>	<b>67</b>	<b>95</b>	<b>107</b>
株主持分	(116)	(115)	7	10	54	55	-	19	26	27	41	44
非流動負債	129	129	2	2	25	26	-	3	58	29	5	4
非流動金融負債	-	129	1	1	-	-	-	-	57	29	2	2
その他の非流動負債	129	-	1	1	25	26	-	3	1	-	3	2
流動負債	1	-	1	1	5	2	-	1	10	11	49	59
流動金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-	8	7	-	-
その他の流動負債	1	-	1	1	5	2	-	1	2	4	49	59
<b>純資産及び負債合計</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>94</b>	<b>67</b>	<b>95</b>	<b>107</b>

単位：百万ユーロ

	純損益計算書											
	Elcogas, S.A. (清算中)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年 (1)	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年
収益	-	-	5	5	7	-	8	10	12	14	56	53
償却及び減損損失	-	-	(2)	(2)	(3)	-	(2)	(3)	(4)	(5)	(1)	(1)
金融収益	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	-
金融費用	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(2)	-	-
<b>税引前利益/(損失)</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>(13)</b>	<b>(13)</b>
法人税	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
<b>継続事業の年間業績</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>(10)</b>	<b>(10)</b>
非継続事業の税引後業績	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の純損益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-
<b>合計</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>(2)</b>	<b>(10)</b>	<b>(10)</b>

(1) 2025年1月1日から2025年7月31日まで(注記7.1参照)。

このデータは各企業からの情報に対応している。

### Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. ('CETASA')

2025年7月31日、Enel Green Power España, S.L.U.は、それまで37.5%の株式を保有していたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. (CETASA)の株式資本の62.5%を45百万ユーロで取得した。なお、2百万ユーロについては、一定の契約条件の充足を条件として未払いとなっている。

この取引の結果、エンデサはこれまで大きな影響力を持っていたCompañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. (CETASA)の支配権を取得した。Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. (CETASA)における37.5%の非支配持分を公正価値で測定したことにより、支配獲得日に生じた純損益は19百万ユーロであった(注記8参照)。

### Endesa X Way, S.L.

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、Endesa X Way, S.L.株式の帳簿価額と当社財務情報との調整は以下のとおりである：

百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
純資産	41	44
純資産に対する比率(49%) のれん	20	21
持分法で会計処理されている投資	122	123

## ジョイント・ベンチャー

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、本連結財務諸表作成の基礎となった主なジョイント・ベンチャーの財務諸表情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	財政状態計算書									
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
非流動資産	21	22	-	-	-	-	-	4	56	59
流動資産	58	77	123	123	24	24	-	42	16	20
現金及び現金同等物	35	53	-	-	5	3	-	29	11	16
その他の流動資産	23	24	123	123	19	21	-	13	5	4
<b>資産合計</b>	<b>79</b>	<b>99</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>46</b>	<b>72</b>	<b>79</b>
株主持分	40	55	123	122	13	10	-	33	36	36
非流動負債	30	35	-	-	9	10	-	-	23	26
非流動金融債務	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4
その他の非流動負債	30	35	-	-	9	10	-	-	21	22
流動負債	9	9	-	1	2	4	-	13	13	17
流動金融債務	-	-	-	-	-	-	-	-	6	7
その他の流動負債	9	9	-	1	2	4	-	13	7	10
<b>純資産及び負債合計</b>	<b>79</b>	<b>99</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>46</b>	<b>72</b>	<b>79</b>

単位：百万ユーロ

	純損益計算書									
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年 <sup>(1)</sup>	2024年	2025年	2024年
収益	7	3	-	-	12	13	12	45	15	14
償却及び減損損失	(1)	(1)	-	-	-	-	(3)	(14)	(3)	(3)
金融収益	-	-	-	-	1	1	-	1	-	-
金融費用	-	2	-	-	-	(1)	-	-	-	-
<b>税引前利益/(損失)</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
法人税	-	-	-	-	-	-	(2)	(4)	(2)	(2)
<b>継続事業の年間業績</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>非継続事業の税引後業績</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
その他の純損益	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-
<b>合計</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

(1) 2025年1月1日から2025年4月29日まで（注記7.3参照）。

ジョイント・ベンチャーの株主持分に関するデータは、個々の会社の情報に対応している。

### Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.

2025年5月20日、Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.の株主は、株式プレミアム準備金を原資とする増資に合意し、その後、株主の持株比率に応じて出資金を払い戻すことにより同社の資本を減少させ、エンデサは8百万ユーロを受領し、これは全額回収された（注記47.3参照）。

### Front Marítim del Besòs, S.L.

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、Front Marítim del Besòs, S.L.への持分の帳簿価額と当社からの財務情報との調整は以下のとおりである：

百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>純資産</b>	<b>123</b>	<b>122</b>
純資産比率（61.37%）	75	75
減損 <sup>(1)</sup>	(45)	(45)
<b>持分法で会計処理されている投資</b>	<b>30</b>	<b>30</b>

(1) Endesa Generación, S.A.U.の持分割合に応じて、当社が所有するSant Adrià de Besòs (Barcelona)のTres Chimeneas (Tres Chimeneas)用地の一部について当社が拠出した費用の消去。

## Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.

2025年4月29日、Endesa Generación, S.A.U.は、Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.の株式資本の32%を総額11百万ユーロで正式に売却した。この株式の売却により発生した総利益はマイナス1百万ユーロ未満であった（注記7.3、18、47.2参照）。

### その他の企業

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらの連結財務諸表作成の基礎となった、個別に無関係な関連会社又はジョイント・ベンチャーのその他の株式の財務諸表から集計された情報は以下のとおりである：

	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
	2025年	2024年	2025年	2024年
継続事業の年間業績	2	5	24	17
非継続事業の税引後業績	-	-	-	-
その他の包括利益	-	(2)	4	4
合計	2	3	28	21

## 27.2.ジョイント・オペレーション企業

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、本連結財務諸表作成の基礎となった主なジョイント・オペレーション企業の財務諸表情報は以下のとおりである：

	財政状態計算書			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
非流動資産	103	98	5	6
流動資産	69	82	2	2
現金及び現金同等物	11	-	1	1
その他の流動資産	58	82	1	1
<b>資産合計</b>	<b>172</b>	<b>180</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
株主持分	16	16	1	1
非流動負債	48	50	-	-
非流動金融債務	-	-	-	-
その他の非流動負債	48	50	-	-
流動負債	108	114	6	7
流動金融債務	-	-	2	2
その他の流動負債	108	114	4	5
<b>純資産及び負債合計</b>	<b>172</b>	<b>180</b>	<b>7</b>	<b>8</b>

	純損益計算書			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2025年	2024年	2025年	2024年
収益	238	258	-	-
償却及び減損損失	-	-	-	-
金融収益	2	-	-	-
金融費用	(2)	1	-	-
<b>税引前利益/(損失)</b>	<b>(4)</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
法人税	-	-	-	-
<b>継続事業の年間業績</b>	<b>(4)</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
非継続事業の税引後業績	-	-	-	-
その他の包括利益	4	13	-	-
合計	-	-	-	-

2025年度及び2024年度において、ジョイント・オペレーションが生み出すキャッシュ・フローの詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	2025年	2024年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3	20
投資活動による正味キャッシュ・フロー	9	(20)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	-	-

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサはジョイント・オペレーション企業に関して重要な偶発債務を負っていない。

## 注記28.顧客との契約から生じる資産及び負債

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書におけるこれらの項目の内訳は以下のとおりである：

百万ユーロ	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
顧客契約資産	28.1	-	3	-	12
顧客契約負債	28.2	4,450	523	4,413	487

### 28.1.顧客との契約から生じる流動及び非流動資産

2025年度及び2024年度において、連結財政状態計算書のこれらの項目における取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	2025年 <sup>(1)</sup>	2024年 <sup>(1)</sup>
期首残高	12	4
処分	(61)	(46)
純損益への配分	52	54
期末残高	3	12

(1) 両年度とも純額3百万ユーロの価値調整を含む（注記42.1.3参照）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、顧客との契約から生じる流動資産は主にEndesa Ingeniería, S.L.U.とRed Eléctrica de España, S.A.U.との間で締結された建設契約に関連している。(REE)は2028年まで有効である。

2025年12月31日現在、エンデサは、Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE)と締結した建設契約に関連する37百万ユーロ（2024年12月31日現在19百万ユーロ）の将来のサービス提供コミットメントを正式決定している（注記49参照）。

### 28.2.顧客との契約から生じる非流動負債及び流動負債

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書における顧客との契約から生じる非流動負債の構成及び変動は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	顧客から譲渡された設備と延長接続権	顧客との契約から生じるその他の非流動負債	合計
2023年12月31日現在残高	4,279	69	4,348
追加	246	19	265
短期譲渡及びその他	(195)	(5)	(200)
2024年12月31日現在残高	4,330	83	4,413
追加	261	2	263
短期譲渡及びその他	(216)	(10)	(226)
2025年12月31日現在残高	4,375	75	4,450

2025年度及び2024年度において、連結財政状態計算書上の顧客との契約から生じる流動負債の取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
期首残高		487	427
純損益への配分	10.2	(217)	(187)
振替及びその他		253	247
期末残高		523	487

## 注記29.その他の非流動金融資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の構成及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日 現在残高	追加又は割当	処分、取消、認識 の中止	資本に対する評価調 整	振替 、	連結範囲の変更	2025年 12月31日 現在残高
貸付金及びその他の債権	846	96	(59)	-	(191)	-	692
資本性金融商品	8	-	-	-	(1)	-	7
減損	(25)	-	-	-	21	-	(4)
合計	829	96	(59)	-	(171)	-	695

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日 現在残高	追加又は割当	処分、取消、認識の 中止	資本に対する評価調 整	振替及びその 他	連結範囲の変更	2024年 12月31日 現在残高
貸付金及びその他の債権	679	108	(27)	-	86	-	846
資本性金融商品	8	-	-	-	-	-	8
減損	(24)	(1)	-	-	-	-	(25)
合計	663	107	(27)	-	86	-	829

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、その他の非流動金融資産の満期別内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
1年以上3年未満	127	241
3年以上5年未満	37	50
5年以上	531	538
合計	695	829

### 29.1.貸付金及びその他の債権

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、当社の貸付金及びその他の債権の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	6	11	117
債券及び保証金	39	430	433
スタッフ・ローン		80	78
関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーションに対する貸付金	31、42.1.1、48.2	61	66
再生可能エネルギー投資に対する報酬	6	44	73
資産として認識される金融保証	3.2g.6、31、36.1.12	50	49
その他の金融資産		16	30
評価調整 <sup>(1)</sup>	42.1.3	(3)	(23)
合計		689	823

(1) 両年度の関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション企業に対する貸付金の価値調整額2百万ユーロを含む。

### 金融保証及び保証金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、「債権及び保証金」の項目には主に、電力供給の担保として、契約時にスペインの顧客から受け取った保証金及び預金が含まれている。これらの負債は、スペインの現行法に従い公的機関に預託されたため、連結財政状態計算書の「その他の非流動負債」に計上されている（注記39参照）。

### 再生可能エネルギーへの投資に対する報酬

2025年12月31日現在、再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）及び廃棄物による電力生産を規制する2014年6月6日付勅令413/2014の第22条に基づき、当半期及び過去の半期において市場価格乖離に対する調整から発生した正味プラス額合計44百万ユーロ（2024年12月31日現在73百万ユーロ）（注記6、31、40参照）。

### 資産として認識される金融保証

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、この項目は、エンデサがデリバティブを契約している組織市場で事業を行うために必要な金融保証に相当する。

## 関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーションに対する貸付金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション企業に対して供与された流動及び非流動貸付金とその満期日は以下のとおりである。

単位：百万ユーロ

注記	2025年 12月31日 現在残高	2026年流動満 期（注記 <sup>31</sup> ）	非流動満期					合計
			2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	
単位：ユーロ	79	18	55	-	-	-	6	61
単位：外貨	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>合計</b>	<b>48.2</b>	<b>79</b>	<b>55</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>61</b>

百万ユーロ

注記	2024年 12月31日 現在残高	2025年流動満 期（注記 <sup>31</sup> ）	非流動満期				合計
			2026年	2027年	2028年	2029年	
単位：ユーロ	77	11	59	-	-	7	66
単位：外貨	-	-	-	-	-	-	-
<b>合計</b>	<b>48.2</b>	<b>77</b>	<b>59</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>66</b>

2025年度及び2024年度の平均金利は、それぞれ5.0%及び5.1%であった。

## 29.2.資本性金融商品

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、このカテゴリーには、それぞれ6百万ユーロ相当の、減損控除後の他社株式である資本性金融商品が含まれている。

この項目に記載されている投資の個々の価値に重要性はない。

## 注記30.その他の非流動資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
配電事業による報酬	6	497	391
その他の資産 <sup>(1)</sup>		101	98
評価調整	42.1.3	(3)	(3)
<b>合計</b>		<b>595</b>	<b>486</b>

(1) 2025年12月31日現在、エンデサの確定給付年金制度に関連する数理計算上の負債と資産の時価との差額から生じる剰余金の帳簿価額80百万ユーロ（2024年12月31日現在71百万ユーロ）が含まれる（注記38.1参照）。

## 注記31.その他の流動金融資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
スペインにおける規制活動から生じる収益不足に係る資金調達とその他の規制報酬	6	300	201
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	6	474	247
スタッフ・ローン		15	14
関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーションに対する貸付金	29、42.1.1、48.2	18	11
再生可能エネルギー投資に対する報酬	6	17	-
資産として認識される金融保証	36.1.12	55	302
その他の金融資産		34	200
評価調整	42.1.3	(21)	(1)
<b>合計</b>		<b>892</b>	<b>974</b>

これらの金融資産の公正価値は帳簿価額と大きく異なるものではない。

## 資産として認識される金融保証

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、この項目は、エンデサがデリバティブを契約している規制市場で事業を行うために必要な、それぞれ55百万ユーロ及び302百万ユーロの金融保証に相当する。

## 再生可能エネルギーへの投資に対する報酬

2025年12月31日現在、再生可能エネルギー源、熱電供給（コージェネレーション）及び廃棄物による電力生産を規制する2014年6月6日付勅令413/2014の第22条に基づき、この項目には、当半期及び過去の半期において市場価格乖離の調整値により発生した正味プラス額17百万ユーロが含まれており、2026会計年度を通じて回収される（注記6、29及び40参照）。

## 注記32. 棚卸資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

百万ユーロ	2025年 12月31日	2024年 12月31日
エネルギー商品：	737	739
石炭	1	6
核燃料	451	360
燃料	102	116
ガス	183	257
その他の棚卸資産	390	367
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠	799	694
GO（原産地保証）その他の環境証書	139	52
評価調整	(15)	(21)
<b>合計</b>	<b>2,050</b>	<b>1,831</b>

### 32.1. 二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠

2025年度と2024年度には、2024年と2023年の二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠が償還され、それぞれ725百万ユーロ及び927百万ユーロ（それぞれ10百万トン及び12百万トン）の認識が中止された。

2025年12月31日現在、連結財政状態計算書の「流動引当金」に含まれる、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量を賄うための排出枠引当金は822百万ユーロ（2024年12月31日現在716百万ユーロ）である（注記38.3参照）。

### 32.2. GO（原産地保証）及びその他の環境証書

2025年度及び2024年度には、2024年及び2023年の原産地保証が償還され、それぞれ30百万ユーロ及び148百万ユーロ（それぞれ27,840GWh及び26,255GWh）の認識が中止された。

2025年12月31日現在、連結財政状態計算書の「流動引当金」に含まれる原産地保証及びその他の環境証明書をカバーするために引き渡される引当金の額は63百万ユーロ（2024年12月31日現在58百万ユーロ）である（注記38.3参照）。

### 32.3. 取得に係るコミットメント

2025年12月31日現在、棚卸資産の購入約定の総額は、「テイク・オア・ペイ」条項付きの契約に関連するものを含め、12,703百万ユーロ（2024年12月31日現在18,252百万ユーロ）である。詳細は以下のとおりである：

	2025年12月31日現在の将来の購入約定 <sup>(1)</sup>						
	二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ） 排出枠	電力	核燃料	燃料	ガス	その他	合計
2026年	286	-	221	617	1,471	18	2,613
2027年 - 2028年	30	-	178	-	3,621	-	3,829
2029年 - 2030年	-	-	70	-	3,199	-	3,269
2031年 - 2035年	-	-	19	-	2,409	-	2,428
2036年 - 2040年	-	-	2	-	562	-	564
<b>合計</b>	<b>316</b>	<b>-</b>	<b>490</b>	<b>617</b>	<b>11,262</b>	<b>18</b>	<b>12,703</b>

(1) これらの金額はいずれも、関連会社、ジョイント・ベンチャー又はグループ会社に対応するものではない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、棚卸資産購入約定の数値には、2014年にCorpus Christi Liquefaction, LLCと締結した契約に基づくガス購入コミットメントが含まれており、その一部はEnel, S.p.A. が保証している（注記48.1.2参照）。

「テイク・オア・ペイ」条項のある契約については、現在の予測では、エンデサはこれらの契約に基づいて指定された棚卸資産を引き続き消費すると見込まれる。

エンデサは、これらのコミットメントを、社内で創出した資源及び銀行業務や資本市場での発行による企業資金調達の選択肢によって満たすことを見込んでいる。

### 32.4.その他の情報

#### 評価調整

2025年度及び2024年度において、連結財政状態計算書のこの項目に含まれる重要な費用を伴う棚卸資産の減損はなかった。

#### 保険

エンデサは、棚卸資産に関連する潜在的なリスクをカバーするために保険契約を締結しており、これらの保険が関連するリスクを適切にカバーしていることを確認している。

2025年度において、エンデサが加入した保険契約に関して重大な影響は発見されなかった。

#### その他の情報

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサには債務の担保として差し入れられた重要な棚卸資産はない。

### 注記33. 営業債権及びその他の債権

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>営業債権及びその他の債権</b>	<b>42</b>	<b>4,125</b>	<b>4,194</b>
販売及びサービスによる売上債権		3,541	4,006
電力販売による売上債権		2,704	3,058
ガス販売による売上債権		589	657
その他の取引による売上債権		200	242
グループ会社及び関連会社からの売上債権	48.1.3、48.2	48	49
その他の債権		1,058	757
配電事業による報酬		525	347
その他の第三者債権		422	372
グループ会社及び関連会社からのその他の債権	48.1.3、48.2	111	38
評価調整	42.1.3	(474)	(569)
販売及びサービスによる売上債権		(423)	(488)
その他の債権		(51)	(81)
<b>税金資産</b>		<b>576</b>	<b>684</b>
当期法人税		337	265
付加価値税（VAT）債権		115	374
その他の税金		124	45
<b>合計</b>		<b>4,701</b>	<b>4,878</b>

連結財政状態計算書のこのセクションに含まれる残高には、通常、利息は発生しない。

2025年度及び2024年度において、エンデサはどのセグメントにおいても、単独で収益の10%以上を占める外部顧客を有していない。

#### 顧客へのエネルギー供給と請求書発行待ち

通常の検針期間は半期末と一致しないため、エンデサは、商業化のための会社であるEndesa Energía, S.A.U.、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U. 及びEnergía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. による顧客への売上高を見積っており、これらは請求書発行待ちである。

2025年12月31日現在、最終顧客への請求待ちの電力及びガスの販売に係る累積残高は、添付の連結財政状態計算書の「営業債権及びその他の債権」に含まれ、それぞれ1,267百万ユーロ及び264百万ユーロにのぼる（2024年12月31日現在はそれぞれ1,400百万ユーロ及び376百万ユーロ）。

2025年12月31日現在、注記3.2o.1に記載されている主要構成要素の見積りに関する予測可能なシナリオのいずれも、未請求売上高に関連する収益の大幅な変動をもたらすものではない。

#### 平均回収期間

2025年度の顧客に対する平均回収期間は42日（2024年度は50日）であり、合理的価値は帳簿価額と大きな差はない。

#### その他の情報

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、この種の多額の回収権の処分に関する制限はない。

### 注記34.現金及び現金同等物

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
手許現金及び銀行預金	145	78
その他の現金同等物	50	762
<b>合計</b>	<b>195</b>	<b>840</b>

短期現金投資は、取得日から3カ月以内に満期を迎える。2025年12月31日及び2024年12月31日現在、「その他の現金同等物」には、市場金利に基づく利息が付される預金がそれぞれ50百万ユーロ及び762百万ユーロ含まれている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の通貨別内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	通貨	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日
ユーロ	195	838
米ドル (USD)	-	1
英国ポンド (GBP)	-	1
<b>合計</b>	<b>195</b>	<b>840</b>

#### その他の情報

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、ソブリン債のプレースメントはない。

2025年12月31日現在の現金及び現金同等物の残高には、プロジェクト資金調達のために締結した融資取引に基づき、エンデサの一部の再生可能エネルギー子会社が設定した債務返済準備金勘定に対応する4百万ユーロ（2024年12月31日現在5百万ユーロ）が含まれている（注記42.4.3参照）。

### 注記35.売却目的保有及び非継続事業から生じる非流動資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書における当該項目の詳細及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日	売却目的で保有する 非流動資産の振替	処分	減損損失	2025年 12月31日
<b>資産</b>					
<b>非流動資産</b>	<b>37</b>	<b>20</b>	<b>(28)</b>	<b>(1)</b>	<b>28</b>
有形固定資産	-	20	-	-	20
不動産投資	37	-	(28)	(1)	8
<b>流動資産</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>資産合計</b>	<b>37</b>	<b>20</b>	<b>(28)</b>	<b>(1)</b>	<b>28</b>
<b>負債</b>					
<b>非流動負債</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>流動負債</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>15</b>
仕入債務及びその他の支払債務	17	15	(17)	-	15
サプライヤー及びその他の債権者	17	15	(17)	-	15
<b>負債合計</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>15</b>

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日	売却目的で保有する 非流動資産への振替 (注記23参照)	2024年 12月31日
<b>資産</b>			
<b>非流動資産</b>	<b>-</b>	<b>37</b>	<b>37</b>
不動産投資	-	37	37
<b>資産合計</b>	<b>-</b>	<b>37</b>	<b>37</b>
<b>負債</b>			
<b>流動負債</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>17</b>
仕入債務及びその他の支払債務	-	17	17
サプライヤー及びその他の債権者	-	17	17
<b>負債合計</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>17</b>

2025年度に、Endesa Generación, S.A.U. は、San Roque (Cádiz)に所在する不動産の正味帳簿価額を、当該資産に関連する引当金の金額とともに「売却目的で保有する非流動資産及び負債並びに非継続事業」に振り替えた。この振替は、前述の不動産の譲渡に関してエンデサと第三者との間で正式に締結された売買契約に従って行われた（注記21、38.3参照）。

同様に、2025年2月24日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. は、Palma de Mallorca市議会に対し、実施ユニット71-03の協力プロジェクト（Sector Llevant Façana Marítima）から生じた3件の不動産の売却を正式に決定した。本取引による純損益への影響は軽微である（注記23参照）。

### 注記36.株主持分

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>親会社持分合計</b>	<b>36.1</b>	<b>8,522</b>	<b>8,110</b>
資本金	36.1.1	1,271	1,271
資本剰余金	36.1.2	89	89
法定準備金	36.1.3	254	254
再評価準備金	36.1.4	404	404
その他の準備金 (自己株式)	36.1.5	106	106
利益剰余金	36.1.8	(529)	(4)
中間配当	36.1.9	7,583	6,785
その他の資本性金融商品	36.1.10	(519)	(529)
数理計算上の差異準備金		5	5
数理計算上の差異準備金	36.1.7	(156)	(157)
評価調整		14	(114)
為替換算差額		-	-
未実現資産・負債再評価準備金	36.1.6	14	(114)
<b>非支配持分合計</b>	<b>36.2</b>	<b>1,089</b>	<b>943</b>
<b>資本合計</b>		<b>9,611</b>	<b>9,053</b>

## 36.1.資本：親会社持分

### 36.1.1.資本金

2025年12月31日現在、エンデサS.A.の株式資本は1,270,502,540.40ユーロであり、これは額面価格が1株当たり1.2ユーロの株式1,058,752,117株に相当する。全額申込・払込済みであり、スペイン証券取引所での取引が認められていた。2025年度及び2024年度において、これらの数値に変更はない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エネル・グループがEnel Iberia, S.L.U.を通じて保有するエンデサS.A.の株式数は、商業目的上、株式資本の70.1%に相当する。

同日現在、当社の資本金の10%を超える株式を保有している株主は他にはいない。

### 36.1.2.資本剰余金

資本剰余金は当社の事業再編によるものである。スペイン法人企業法の結合法文の第303条は、資本剰余金を用いて増資することを明示的に認めており、その利用に具体的な制限を規定していない。

それにもかかわらず、2025年12月31日現在、株式プレミアムのうち28百万ユーロが過年度に資産計上された税金資産の範囲内で制限されている（2024年12月31日現在29百万ユーロ）。

### 36.1.3.法定準備金

スペイン会社法結合法文第274条に基づき、年間利益の10%に相当する金額を、当該準備金が資本金の少なくとも20%に達するまで、毎年法定準備金に充当するものとする。

ただし、準備金の残高が増資後の株式資本の額面総額の10%以上である限り、株式資本の増加に使用できる。前述の目的を除き、法定準備金は、株式資本の20%を超え、かつその他の十分な準備金が無い場合を除き、損失填補に用いることはできない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサS.A.は、同法により義務付けられている最低額をこの準備金に計上している。

### 36.1.4.再評価準備金

「再評価準備金」は、1996年6月7日付勅令7/1996に準拠した資産再評価の結果生じる準備金である。

2000年1月1日、エンデサS.A.によって実施された企業再編を受けて、関連する企業に再評価後の資産が拠出された。

当該準備金の残高は、不課税で、当年度の会計上の損失、又は過年度から累積し若しくは将来生じる可能性のある会計上の損失を相殺するために、及び資本金又は任意積立金を増額するために使用することができる。また、金銭的利益が実現されていれば、任意積立金に振り替えることもできる。当該利得は、関連する再評価された資産が減価償却、譲渡又は認識の中止された時点で実現したとみなされる。

当該残高は、1996年6月7日付勅令7/1996で見越されている目的以外に使用された場合は、課税される。

それにもかかわらず、2025年12月31日現在、株式プレミアムのうち165百万ユーロが過年度に資産計上された税金資産の範囲内で制限されている（2024年12月31日現在179百万ユーロ）。

### 36.1.5.その他の準備金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、この項目には実質的に102百万ユーロの償却資本準備金が含まれており、これはスペイン会社法第335条にしたがって計上されたものである。同法は、会社が無償で取得した株式の償還により、償還株式の額面金額又は額面金額の減少が制限のない利益又は準備金に計上される場合、その額面金額に相当する金額をこの準備金に計上することを義務付けている。当該準備金の取り崩しは、減資の際と同じ要件に従うものとする。

### 36.1.6.未実現資産・負債再評価準備金

2025年度及び2024年度において、この準備金の取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日	範囲の変更	市場価値の変動	純損益への配分	パートナー又は所有者とのその他の取引等	2025年 12月31日
ヘッジ取引	(104)	-	(19)	145	-	22
金利デリバティブ	12	-	9	(4)	-	17
為替デリバティブ	67	-	(132)	15	-	(50)
エネルギー商品デリバティブ	(183)	-	104	134	-	55
ジョイント・ベンチャー及び関連会社に対する投資	(10)	-	2	-	-	(8)
合計	(114)	-	(17)	145	-	14

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日	範囲の変更	市場価値の変動	純損益への配分	パートナー又は所有者とのその他の取引等	2024年 12月31日
ヘッジ取引	(244)	-	(248)	388	-	(104)
金利デリバティブ	28	-	4	(20)	-	12
為替デリバティブ	(11)	-	121	(43)	-	67
エネルギー商品デリバティブ	(261)	-	(373)	451	-	(183)
ジョイント・ベンチャー及び関連会社に対する投資	(11)	-	-	1	-	(10)
合計	(255)	-	(248)	389	-	(114)

### 36.1.7.数理計算上の差異準備金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、この準備金は資本に計上された数理計算上の利得及び損失に由来する（注記38.1参照）。

### 36.1.8.自己株式

#### 自社株買いフレームワークプログラム

エンデサS.A.の取締役会は2025年3月26日に開催された取締役会において、2027年12月31日まで数回に分けて実施される最大2,000百万ユーロの「自社株買いフレームワークプログラム」を承認した（状況に応じて早期に中止又は終了する可能性を損なうものではない）。

このため、エンデサ取締役会はフレームワークプログラムの第1回から第3回を承認した：

- 「自社株買いフレームワークプログラム」の第1弾は臨時自社株買いプログラムであり、2025年2月25日の当社取締役会で承認された従業員向け株式交付計画（「柔軟な株式報酬プログラム」）に準拠している。同プログラムの期間は2025年3月28日から4月14日までであった。

前述のプログラムに基づき、2025年にエンデサS.A.は親会社の自己株式698,426株を17百万ユーロで取得したが、2025年12月31日現在、このうち1株のみが親会社に保有されている。

- 2025年4月8日に開催された当社取締役会において、最大500百万ユーロの「自社株買いフレームワークプログラム」の第2回が承認され、最大104,558,375株（株式資本の9.87%）の自己株式を消却することにより、エンデサS.A.の株式資本を減少させることを目的とした。

2025年10月13日、当社は、第2回の実行を委託している金融機関との契約条件に基づき、自己株式取得プログラムの第2回の完了時期を前倒しすることを決定した。第2回で購入された株式総数は17百万株、金額は442百万ユーロに達し、これは第2回で予定されていた最大金額の88.5%、株式資本の1.6%に相当する。

- 2025年10月13日に開催された当社取締役会において、最大500百万ユーロの「自己株式取得枠プログラム」の第3回が承認された。これは、最大104,558,375株（株式資本の9.87%）の自己株式の消却を通じてエンデサS.A.の株式資本を減少させることを目的とした。2025年12月31日現在、第2回で購入された株式総数は2.8百万株、金額は83百万ユーロに達し、この回で予定されていた最大金額の16.6%、株式資本の0.3%に相当する。

前述のプログラムの第2回と第3回に基づき、エンデサS.A.は、2025年に親会社の自己株式合計19,776,452株を525百万ユーロで取得し、2025年12月31日現在、すべて親会社が保有している。

#### 戦略的インセンティブ・プラン

エンデサS.A.は、戦略的インセンティブの支払いの一部として株式の交付を含む既存の長期変動報酬制度に対応する目的で、自己株式を保有している（注記48.3参照）。これらの株式の購入は、一時的な自社株買いプログラムを通じて行われてきた。

これらのプログラムに基づき、エンデサS.A.は過年度に合計232,538株の自己株式を取得したが、このうち33,442株は過年度に参加者に交付済みであった。2025年9月30日に、エンデサS.A.は、「2021-2023年戦略的インセンティブ・プラン」及び「2022-2024年戦略的インセンティブ・プラン」に基づき、過年度に発生した長期報酬目標の達成度に応じて、それぞれ70%及び30%を支払った。この結果、エンデサS.A.の普通株式30,416株がプラン受益者に分配されたが、その総額1百万ユーロ未満であった。

上記の結果、2025年12月31日現在、168,680株が親会社の所有となっている。

## エンデサS.A.の自己株式

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサS.A.の自己株式は以下のとおりである：

	株式数	額面価額 (ユーロ/株)	株式資本合計に占める割合 (%)	平均取得費用(ユーロ/ 株)	取得費用合計(ユーロ)
<b>2025年12月31日現在の自己株式</b>	<b>19,947,873</b>	<b>1.2</b>	<b>1.88409</b>	<b>26.50</b>	<b>528,674,223</b>
戦略的インセンティブ・プラン	168,680	1.2	0.01593	19.25	3,246,801
柔軟な株式報酬制度	2,741	1.2	0.00026	19.14	52,450
減資計画	19,776,452	1.2	1.86790	26.57	525,374,972
<b>2024年12月31日現在の自己株式</b>	<b>201,836</b>	<b>1.2</b>	<b>0.01906</b>	<b>19.25</b>	<b>3,884,627</b>
戦略的インセンティブ・プラン	199,096	1.2	0.01880	19.25	3,832,202
柔軟な株式報酬制度	2,740	1.2	0.00026	19.13	52,425

### 36.1.9.利益剰余金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の準備金の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
任意積立金	703	702
合併準備金	676	676
その他の無制限積立金	27	26
その他の利益剰余金（SEC/IFRSでは無効）	6,880	6,083
<b>合計</b>	<b>7,583</b>	<b>6,785</b>

合併準備金は当社の会社再編事業から発生したもので、2024年12月31日現在の残高は676百万ユーロであり、そのうち71百万ユーロは一定の税制優遇措置の対象となる範囲内で制限されている（2023年12月31日現在の残高は676百万ユーロで、うち73百万ユーロが制限されている）。

### 36.1.10.配当金

#### 2025年度

2025年12月16日に開催された取締役会において、エンデサS.A.は2025年度利益を原資とする中間配当として、1株当たり0.5ユーロの支払いを決議した。これにより、2026年1月12日に総額519百万ユーロの配当金が支払われる（注記41参照）。この中間配当金は2025年12月31日に親会社の純資産から控除される。

スペイン会社法の結合法文を承認する2010年7月2日付勅令法1/2010の第277条に従い、エンデサS.A.の予想流動性計算書は、当社が本配当を実施するのに十分な流動性を有していることを示すものであり、以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月1日から2026年12月31日
<b>期首時点において利用可能</b>	<b>6,533</b>
現金及び現金同等物	55
利用可能融資枠	6,478
<b>現金の増加</b>	<b>2,776</b>
通常活動による	277
金融取引による	2,499
<b>現金の減少</b>	<b>(4,240)</b>
通常活動による	(466)
金融取引による	(3,774)
<b>期末時点において利用可能</b>	<b>5,069</b>
2025年決算に基づく中間配当案	529

この金額は、2025年にエンデサS.A.が得る利益から、過年度の損失及び法律又は細則で定められた義務的準備金に配分される金額、並びにこれらの利益に対する納税額の見積りを控除した金額を超えないものとする。

## 2024年度

2025年4月29日開催のエンデサS.A.の株主総会において、2024年度の業績及び過年度繰越利益を原資とする配当として、1株当たり1.3177ユーロ（総額）の配当を実施することが承認された。配当対象株式数に基づく配当総額は1,389百万ユーロとなっており、その内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	承認日	1株当たり配当金	支払額	支払日
中間配当		2024年11月15日	0.5000	529	2025年1月8日
期末配当		2025年4月29日	0.8177	860	2025年7月1日
<b>2024年度利益に対する支払配当合計</b>	<b>47.3</b>		<b>1.3177</b>	<b>1,389</b>	

[前へ](#)

[次へ](#)

### 36.1.11.連結その他の包括利益計算書で認識される純損益

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結その他の包括利益計算書で認識される純損益の構成及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日			2025年度の変動				2025年12月31日				
	注記	合計	親会社持分	非支配持分に帰属	評価別損益	純損益への振替額	税効果 (注記19)	その他	パートナー又は所有者とのその他の取引等	合計	親会社持分	非支配持分に帰属
<b>純損益に振り替えられることのない項目</b>		<b>(155)</b>	<b>(155)</b>	-	1	-	-	-	-	(154)	(154)	-
有形固定資産及び無形固定資産の再評価/(再評価の戻し)による		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	38.1	(157)	(157)	-	-	-	-	-	-	(157)	(157)	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		2	2	-	1	-	-	-	-	3	3	-
その他の包括利益を通じて測定する資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
純損益に振り替えられることのないその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>当期純利益の後に振り替えられる可能性のある項目</b>		<b>(114)</b>	<b>(114)</b>	-	<b>(22)</b>	<b>194</b>	<b>(42)</b>	-	-	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>2</b>
ヘッジ取引		(104)	(104)	-	(24)	194	(42)	-	-	24	22	2
為替換算差額		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資で認識されるその他の包括利益の持分		(10)	(10)	-	2	-	-	-	-	(8)	(8)	-
その他の包括利益を通じて公正価値で測定する負債性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
後に純損益に振り替えられる可能性のあるその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>合計</b>		<b>(269)</b>	<b>(269)</b>	-	<b>(21)</b>	<b>194</b>	<b>(42)</b>	-	-	<b>(138)</b>	<b>(140)</b>	<b>2</b>

単位：百万ユーロ

注記	2023年12月31日			2024年度の変動					2024年12月31日		
	合計	親会社の所有者に 帰属	非支配持分 に帰属	評価別損 益	純損益へ の振替額	税効果 (注記 19)	その他	パートナー 又は所有者 とのその他 の取引等	合計	親会社の 所有者に 帰属	非支配持分 に帰属
<b>純損益に振り替えられることのない項目</b>	<b>(197)</b>	<b>(197)</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(155)</b>	<b>(155)</b>	<b>-</b>
有形固定資産及び無形資産の再評価/(再評価の戻し)による	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	38.1	(199)	(199)	-	52	-	(10)	-	-	(157)	(157)
ジョイント・ベンチャー投資及び関連会社投資により認識されるその他の純損益に対する持分	2	2	-	-	-	-	-	-	2	2	-
その他の包括利益を通じて測定する資本性金融商品	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
純損益に振り替えられることのないその他の収益及び費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>純損益に振り替えられる可能性のある項目</b>	<b>(255)</b>	<b>(256)</b>	<b>1</b>	<b>(331)</b>	<b>520</b>	<b>(47)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(114)</b>	<b>(114)</b>	<b>-</b>
ヘッジ取引	(243)	(244)	1	(333)	520	(47)	(1)	-	(104)	(104)	-
為替換算差額	(1)	(1)	-	1	-	-	-	-	-	-	-
ジョイント・ベンチャー投資及び関連会社投資により認識されるその他の純損益に対する持分	(11)	(11)	-	1	-	-	-	-	(10)	(10)	-
その他の包括利益を通じて公正価値で測定する負債性金融商品	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
インテグラル	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
後に純損益に振り替えられる可能性のあるその他の収益及び費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>合計</b>	<b>(452)</b>	<b>(453)</b>	<b>1</b>	<b>(279)</b>	<b>520</b>	<b>(57)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(269)</b>	<b>(269)</b>	<b>-</b>

[前へ](#)

[次へ](#)

### 36.1.12.資本管理

エンデサの資本管理は、会社の長期的な継続性を確保するため、資本コストと資金調達力を最適化する強固な財務構造を維持することに重点を置いている。このような慎重な財務方針により、エンデサの流動性と支払能力を保証しつつ、株主のために適切な価値創造を維持することが可能となっている。

親会社の管理者は、連結レバレッジ比率を財務状況を監視するための指標とみなしており、2025年12月31日及び2024年12月31日現在のレバレッジ比率は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	レバレッジ	
		2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>正味金融債務：</b>		<b>10,110</b>	<b>9,298</b>
非流動金融債務	42.3	9,422	9,881
流動金融債務	42.3	1,005	613
金融資産として計上されるデリバティブ債務	45	17	36
現金及び現金同等物	34	(195)	(840)
資産として計上されるデリバティブ債務	45	(34)	(41)
資産として認識される金融保証	29.1、31	(105)	(351)
<b>資本：</b>	<b>36</b>	<b>9,611</b>	<b>9,053</b>
親会社の所有者に帰属	36.1	8,522	8,110
非支配持分に帰属	36.2	1,089	943
<b>レバレッジ (%) <sup>(1)</sup></b>		<b>105.19</b>	<b>102.71</b>

(1) レバレッジ (%) = 純有利子負債/純自己資本。

エンデサは、事業計画にしたがってキャッシュ生成能力に債務の満期を合わせることが出来る長期資金を調達することで、債務の水準とその構造について慎重な基準を維持している。

また、運転資金需要の処理を最適化し、負債全体のコストを改善するための短期資金調達も行っている。

当社は強固な財務状態を有しており、一流企業と契約した無条件の信用枠が相当額利用可能である。これは、流動性管理の改善と効率化のための具体的な計画の実施とともに、事業の進化に対応するための十分な柔軟性を確保するものである（注記43.4参照）。

業績予想と投資計画を考慮し、設定された配当方針は、将来にわたって適切なレバレッジを維持することを可能にする。

2025年度及び2024年度において、以下の配当が承認され、分配された（注記36.1.10参照）。

単位：百万ユーロ

	注記	配当の承認及び分配			
		承認日	1株当たり配当金	金額	支払日
中間配当		2024年11月15日	0.5	529	2025年1月8日
期末配当		2025年4月29日	0.8177	860	2025年7月1日
<b>2024年度利益に対する支払配当合計</b>	<b>47.3</b>		<b>1,3177</b>	<b>1,389</b>	
中間配当		2023年11月22日	0.5	529	2024年1月2日
期末配当		2024年4月24日	0.5	529	2024年7月1日
<b>2023年度利益に対する支払配当合計</b>	<b>47.3</b>		<b>1</b>	<b>1,058</b>	

2025年12月31日及び2024年12月31日に終了する事業年度について、それぞれの連結財務諸表作成日に信用格付機関からエンデサに付与された長期格付け（「投資適格」レベル）は以下のとおりである：

	信用格付						
	2025年12月31日現在 <sup>(1)</sup>			最新報告日	2024年12月31日現在 <sup>(1)</sup>		
	長期	流動	見通し		長期	流動	見通し
Standard & Poor's	BBB	A-2	プラス（差益）	2025年12月19日	BBB	A-2	安定
Moody's	Baa1	P-2	安定	2025年6月4日	Baa1	P-2	安定
Fitch	BBB+	F2	安定	2025年2月7日	BBB+	F2	安定

(1) 各連結財務諸表作成日現在

親会社の管理者は、信用格付機関から付与された格付は、必要に応じて、金融市場における合理的な条件へのアクセスを可能にすると考えている。

### 36.1.13.子会社株式に対する資金及び担保の処分制限

2025年12月31日、再生可能エネルギーセクターで事業を展開し、「プロジェクト・ファイナンス」を通じて資金を調達しているエンデサの一部の子会社には、その金融契約に、株主への利益分配の要件として、その遵守を求める条項がある。

2025年12月31日現在、これらの制限の影響を受ける金融債務の残高は25百万ユーロ（2024年12月31日現在32百万ユーロ）である（注記21.4、42.4.3、49参照）。

## 36.2.資本：非支配持分

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこれらの項目の構成及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日 現在残高	支払配当 金	当期純利 益	投資又は拡 張	売却又は削 減	その他の 取引	2025年 12月31日 現在残高
Aguilón 20, S.A.	21	-	1	-	-	-	22
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Enel Green Power Solar 1, S.L.	769	(67)	28	-	-	1	731
EGPE Solar 2, S.L.	-	-	1	179	-	-	180
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	9	-	-	-	-	-	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	27	-	1	-	-	-	28
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	26	-	3	-	-	-	29
その他	88	(4)	2	-	-	1	87
<b>合計</b>	<b>943</b>	<b>(71)</b>	<b>36</b>	<b>179</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>1,089</b>

(1) Enel Green Power España, S.L.が保有するEGPE Solar 2, S.L.の49.99%の少数株主持分を、Masdar España Renewables 1, S.L.に売却したことにより、179百万ユーロで認識。(注記7参照)。

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日 現在残高	支払配当 金	当期純利 益	投資又は拡 張 <sup>(1)</sup>	売却又は削 減 <sup>(2)</sup>	その他の 取引	2024年 12月31日 現在残高
Aguilón 20, S.A.	21	-	-	-	-	-	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A. <sup>(3)</sup>	3	-	-	-	-	-	3
Enel Green Power Solar 1, S.L.	-	-	-	769	-	-	769
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	10	(1)	-	-	-	-	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	27	-	-	-	-	-	27
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	34	(9)	1	-	-	-	26
その他	92	(7)	4	-	(1)	-	88
<b>合計</b>	<b>187</b>	<b>(17)</b>	<b>5</b>	<b>769</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>943</b>

(1) Enel Green Power España, S.L.が保有するEnel Green Power España Solar 1, S.L.の少数株主持分の49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却したことにより、769百万ユーロで認識。

(2) Bosa del Ebro, S.L.のパートナーからの資金返却に対応。

(3) 2024年7月1日付で、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U.の唯一の株主であるEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.が、資産の一括譲渡により後者に統合され、清算を伴わずに消滅する逆さ合併が登記されている。この逆さ合併は、2024年7月1日を効力発生日として登記されている(注記7.1参照)。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の「非支配持分に帰属する純資産」の残高は、主にEnel Green Power España, S.L.U.が保有する非支配持分を反映している。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらの連結財務諸表作成の基礎となった、支配的持分を有しない主なエンデサ・グループ会社の財政状態計算書、純損益計算書及びキャッシュ・フロー計算書における最も重要な項目は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	財政状態計算書													
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		EGPE Solar 2, S.L.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	12月31日 2025 年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年度	12月31日 2025年	12月31日 2024年
非流動資産	71	78	112	108	1,585	1,725	410		30	29	86	86	99	107
流動資産	12	11	7	7	120	56	3		1	1	4	5	9	11
<b>資産合計</b>	<b>83</b>	<b>89</b>	<b>119</b>	<b>115</b>	<b>1,705</b>	<b>1,781</b>	<b>413</b>		<b>31</b>	<b>30</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>108</b>	<b>118</b>
株主持分	45	43	95	92	1,463	1,540	361		24	25	66	64	68	60
非流動負債	24	33	16	16	184	176	41		6	4	7	11	23	36
流動負債	14	13	8	7	58	65	11		1	1	17	16	17	22
<b>純資産及び負債合計</b>	<b>83</b>	<b>89</b>	<b>119</b>	<b>115</b>	<b>1,705</b>	<b>1,781</b>	<b>413</b>		<b>31</b>	<b>30</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>108</b>	<b>118</b>

単位：百万ユーロ

	損益計算書													
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		EGPE Solar 2, S.L.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年(1)	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年
収益	12	6	13	12	191	179	8		4	5	13	7	21	13
税引前利益/(損失)	3	(1)	8	8	85	57	2		-	1	3	-	11	6
継続事業の年間業績	3	(1)	7	7	64	42	2		-	1	3	-	8	4
非継続事業の税引後業績	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	-	-	2	(2)	-		-	-	-	-	-	-
合計	3	(1)	7	7	66	40	2		-	1	3	-	8	4

(1) 2025年10月1日から2025年12月31日まで。

単位：百万ユーロ

	キャッシュ・フロー計算書													
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		EGPE Solar 2, S.L.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年(1)	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年	2025年	2024年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	5	1	7	10	121	86	5		1	2	6	4	5	14
投資活動による正味キャッシュ・フロー	-	-	(7)	(7)	12	(186)	(5)		(1)	(5)	(5)	(4)	(1)	(1)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(2)	(2)	-	(3)	(133)	100	-		-	(3)	-	-	(5)	(19)

(1) 2025年10月1日から2025年12月31日まで。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の株主持分に関するデータは、Enel Green Power España Solar 1, S.L. 及びEGPE Solar 2, S.L.に関するものを除き、各社の情報に対応している。

## 注記37.補助金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこれらの項目の構成及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	資本補助金
<b>2023年12月31日現在残高</b>		<b>227</b>
追加		51
純損益への配分	10.2	(29)
短期譲渡及びその他		-
<b>2024年12月31日現在残高</b>		<b>249</b>
追加		48
純損益への配分	10.2	(38)
短期譲渡及びその他		1
<b>2025年12月31日現在残高</b>		<b>260</b>

「補助金」の項目は、主に、環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico- MITECO）及び承認された自治体の公共団体などによって締結された、配電網における電力供給の品質改善計画実施のための協力協定の規定に基づいて受領した補助金で構成されている。

さらに、2025年度及び2024年度には、復興・変革・回復計画（PRTR）に基づき欧州基金から受領した援助が、それぞれ総額34百万ユーロ及び26百万ユーロ計上されている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサは上記の補助金を受領し、使用するために必要な要件を満たした。

## 注記38.引当金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
	非流動	流動	非流動	流動
従業員給付引当金	232	-	227	-
年金及びその他の類似債務に係る引当金	38.1	210	204	-
その他の従業員給付	22	-	23	-
労働力再編計画引当金	401	83	462	162
解雇手続	38.2.1	4	6	23
任意退職契約	38.2.2	397	456	139
その他の引当金	38.3	2,040	999	873
合計	2,673	1,082	2,758	1,035

### 38.1.年金及びその他の類似債務に係る引当金

連結財政状態計算書の年金債務及びその他類似の債務に含まれる債務は、当社の従業員との労働協約又は個別協約に定められた債務の結果であり、これにより当社は、退職、永続的障害、死亡の場合に公的社会保障制度の給付を約定することを約束している。

確定給付型と確定拠出型の年金約定は、その性質上アウトソーシングされておらず、内部規程の対象となっている一部の現物給付を除き、基本的に年金制度又は保険契約を通じて取り決められている。

#### 数理負債の正味額及び総額

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、確定給付債務の数理計算上の負債と影響を受ける資産の時価との差額として連結財政状態計算書に計上された残高は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
数理計算上の負債	394	430
影響を受ける資産	(264)	(297)
数理計算上の負債超過額	130	133

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書に計上されている金額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
年金及びその他の類似債務に係る引当金	38	210
その他の非流動資産	30	(80)
数理計算上の負債超過額	130	133

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、確定給付債務の数理計算上の負債純額に関する情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

注記	2025年			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
数理計算上の負債期首残高	(71)	203	1	133
利息費用（純額）	17	(3)	7	4
サービス費用	13	2	1	3
拠出金	-	(13)	-	(13)
その他の取引	1	2	-	3
財務上の仮定の変更による数理計算上の損失（利益）	(17)	(14)	-	(31)
経験による数理計算上の損失（利益）	(5)	22	1	18
利息控除後年金資産に係る数理計算上の収益	13	-	-	13
数理計算上の負債純額 期末残高	(80)	208	2	130

単位：百万ユーロ

注記	2024年度			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
数理計算上の負債期首残高	(6)	202	1	197
利息費用（純額）	17	(1)	7	6
サービス費用	13	3	1	4
当期拠出金	(14)	(12)	-	(26)
その他の取引	4	-	-	4
財務上の仮定の変更による数理計算上の損失（利益）	(44)	(10)	-	(54)
経験による数理計算上の損失（利益）	28	15	-	43
利息控除後年金資産に係る数理計算上の収益	(41)	-	-	(41)
数理計算上の負債純額 期末残高	(71)	203	1	133

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、確定給付債務の数理計算上の負債総額に関する情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
<b>数理計算上の負債期首残高</b>	<b>226</b>	<b>203</b>	<b>1</b>	<b>430</b>
金融費用	8	7	-	15
サービス費用	2	1	-	3
給付支給	(31)	(13)	-	(44)
財務上の仮定の変更による数理計算上の損失（利益）	(17)	(14)	-	(31)
経験による数理計算上の損失（利益）	(5)	22	1	18
その他の取引	1	2	-	3
<b>数理計算上の負債 期末残高</b>	<b>184</b>	<b>208</b>	<b>2</b>	<b>394</b>

単位：百万ユーロ

	2024年			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
<b>数理計算上の負債期首残高</b>	<b>382</b>	<b>202</b>	<b>1</b>	<b>585</b>
金融費用	10	7	-	17
サービス費用	3	1	-	4
給付支給	(43)	(12)	-	(55)
財務上の仮定の変更による数理計算上の損失（利益）	(44)	(10)	-	(54)
経験による数理計算上の損失（利益）	28	15	-	43
未払給付保険 <sup>(1)</sup>	(114)	-	-	(114)
その他の取引	4	-	-	4
<b>数理計算上の負債 期末残高</b>	<b>226</b>	<b>203</b>	<b>1</b>	<b>430</b>

(1) これは、エンデサが被保険コミットメントに対して負うリスクをすべて排除するために、当期中に行われた確定給付型保険コミットメントに対する保険料の支払いに相当する。これらの支払いによって、対応する関連資産は減少した。保険契約費用は数理計算上の負債を2百万ユーロ上回っており、その結果、同額が連結損益計算書の「人件費」にマイナス計上されている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、確定給付債務のために計上された資産の時価の変動に関する情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
<b>影響を受ける資産の当初時価</b>	<b>297</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>297</b>
期待利益	11	-	-	11
拠出金	-	13	-	13
給付支給	(31)	(13)	-	(44)
数理計算上の（損失）利益	(13)	-	-	(13)
<b>影響を受ける資産の最終時価<sup>(1)</sup></b>	<b>264</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>264</b>

(1) 年金制度以外の退職後給付は含まない。

単位：百万ユーロ

	2024年			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
<b>影響を受ける資産の当初時価</b>	<b>388</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>388</b>
期待利益	11	-	-	11
拠出金	14	12	-	26
給付支給	(43)	(12)	-	(55)
数理計算上の（損失）利益	41	-	-	41
未払給付保険	(114)	-	-	(114)
<b>影響を受ける資産の最終時価<sup>(1)</sup></b>	<b>297</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>297</b>

(1) 年金制度以外の退職後給付は含まない。

## 連結損益計算書及び連結包括利益計算書への影響

2025年度及び2024年度において、確定給付年金及び確定拠出年金の引当金として連結損益計算書に計上された金額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>確定給付</b>		<b>(7)</b>	<b>(12)</b>
当期の勤務費用 <sup>(1)</sup>	13	(3)	(4)
純金融損益	17	(4)	(6)
その他の当期費用	13	-	(2)
<b>確定拠出</b>		<b>(46)</b>	<b>(40)</b>
当期の勤務費用 <sup>(2)</sup>	13	(46)	(40)
<b>合計</b>		<b>(53)</b>	<b>(52)</b>

(1) 2025年度には、従来「労働力再編引当金繰入額」に計上されていた定年退職前の従業員に関連する当期費用2百万ユーロが含まれ、当期中に「年金及び類似の引当金繰入額」に振り替えられた（2024年度2百万ユーロ）。

(2) 2025年度は、「労働力再編引当金繰入額」として計上されていた早期退職者に対応する当期費用12百万ユーロを含む（2024年度15百万ユーロ）。

2025年度及び2024年度において、連結その他の包括利益計算書に計上された確定給付年金引当金の金額は以下のとおりである：

百万ユーロ	注記	2025年	2024年
	利息控除後年金資産に係る数理計算上の収益	(13)	41
	数理計算上の利益及び損失	13	11
	<b>合計</b>	<b>36.1.11</b>	<b>52</b>

2025年12月31日現在、入手可能な最善の見積りによれば、2026年度の確定給付制度を充足するための拠出予定額は約2百万ユーロである（2025年度の確定給付制度を充足するための拠出予定額は2024年12月31日現在4百万ユーロ）。

### 影響を受ける資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の資産総額に占める確定給付制度資産の主な分類は以下のとおりである：

割合（％）	2025年 12月31日	2024年 12月31日
固定利付資産 <sup>(1)</sup>	46	48
株式 <sup>(1)</sup>	29	30
不動産及びその他の投資	25	22
<b>合計</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

(1) 2025年12月31日現在、総額9百万ユーロ（2024年12月31日現在8百万ユーロ）のエネルギーグループ会社の株式及び債券を含む。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、固定利付証券の地理的地域別公正価値内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	2025年 12月31日	2024年 12月31日
国		
米国	30	41
スペイン	9	11
フランス	9	10
ドイツ	5	5
イタリア	9	10
オランダ	2	1
イギリス	2	2
ルクセンブルグ	6	3
ベルギー	1	1
その他	47	58
<b>合計</b>	<b>120</b>	<b>142</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、ソブリン債で保有される確定給付制度関連資産の価値は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	2025年 12月31日	2024年 12月31日
国		
スペイン	3	5
イタリア	7	8
フランス	-	3
ドイツ	1	1
ベルギー	3	-
その他	23	28
<b>合計</b>	<b>37</b>	<b>45</b>

株式及び固定利付資産は活発な市場で取引されている。影響を受ける資産に対する期待収益は、主要な債券及び株式金融市場の予測を考慮し、資産クラスが前年と同様の重みづけを維持すると仮定して見積られた。2025年度の実績平均リターンはプラス6.65%であった（2024年度プラス7.40%）。

現在、投資戦略とリスク管理は全ての制度加入者に対して一律であり、資産と負債の相関戦略はとられていない。

## 数理計算上の仮定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在における外部積立のない確定給付債務に関する数理計算上の負債の算定に用いられる仮定は以下のとおりである：

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
死亡率表	PERM/FCOL2020	PERM/FCOL2020
金利	4.07% - 4.15%	3.43% - 3.50%
年金資産の期待収益率	4.13%	3.47%
給と見直し <sup>(1)</sup>	1.00%	1.00%
ヘルステアの増加	4.10%	4.18%

(1) 昇給予測のためのベンチマークパーセント

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利、医療費及び給と見直しに関する数理計算上の仮定には、特に現在のマクロ経済及び地政学的環境の影響が含まれている（注記5.2参照）。

スペインの引当金の割引に適用される金利を決定するため、各約定から生じる引当金の見積期間に基づき、信用格付け「AA」の企業の社債発行利回りを用いてカーブを作成する。

## 感応度分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、主な数理計算上の仮定が変動し、その他の変数が一定のままであった場合の年金数理債務の感応度は以下のとおりであった：

単位：百万ユーロ

仮定	2025年12月31日		2024年12月31日	
	年金	その他の確定給付約定債務	年金	その他の確定給付約定債務
金利50ベース・ポイント引き下げ	13	12	16	12
金利50ベース・ポイント引き上げ	(12)	(11)	(14)	(11)
消費者物価指数（CPI）の50ベース・ポイント引き下げ <sup>(1)</sup>	(2)	N/A	(2)	N/A
消費者物価指数(CPI)の50ベース・ポイント引き上げ <sup>(1)</sup>	2	N/A	2	N/A
ヘルステア1%増	N/A	N/A	N/A	N/A
現従業員と年金受給者の平均余命の1年延長。	4	9	5	3

(1) 昇給予測のためのベンチマークパーセント

## その他の情報

エンデサの年金制度は、スペインで適用される現行の各法令で定められたリスク許容及び管理に関する一般的な限度にしたがって運用されている。

エンデサ・グループ会社の年金基金が採用している年金制度は現在、主に以下の投資対象資産に内在するリスクとしてこれらのリスクを受け入れている：

リスク
・ 固定金利証券投資のリスクは、金利の変動及びポートフォリオに保有される資産の信用格付けから生じる。
・ 変動金利証券投資のリスクは、固定金利証券よりも大きい当該証券の価格のボラティリティ（変動）の影響から生じる。
・ デリバティブ金融商品への投資のリスクは、それがレバレッジを伴うことから生じ、原資産価格（参照資産）の変動の影響を特に受けやすくなる。
・ ユーロ以外の通貨で保有する資産への投資は、為替レートの変動による追加的リスクを伴う。
・ 譲渡不能資産への投資は、流動性の限られた効率性の低い市場で行われるため、使用される手法と市場における比較可能な価格の不在の両方から生じる評価リスクを伴う。

2025年12月31日現在、予想コミットメント・フローに基づき計算した平均加重期間は16.10年（2024年12月31日現在は12.76年）であり、確定給付引当金を満たすために必要な支払予定額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
1	21	18
2	21	19
3	23	21
4	24	23
5	25	24
5年目以降	618	634
合計	732	739

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、確定給付制度資産の公正価値ヒエラルキーのレベル別分類は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日				2024年12月31日			
	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
確定給付型年金資産	264	181	46	37	297	210	47	40

レベル3に分類される資産の評価は、関連する運用会社からの評価報告書に基づいて決定される。

## 38.2.労働力再編計画引当金

連結財政状態計算書に記載されている、様々な労働力再編計画に対する引当金の債務は、当社の従業員との個人又は団体協約の結果であり、これにより当社は、当事者間の合意により雇用の終了又は停止があった場合に国の給付金を補完することを約定している。

### 38.2.1.解雇手続

2025年12月31日現在、「Planes Mineros 2006-2012」と「Planes Mineros 2014-2021」の2種類の現行プランがあり、合計124人が早期退職している（2024年12月31日現在185人）。

2025年度及び2024年度におけるこの長期引当金の変動は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
期首残高		6	9
当期の損益計算書に計上された金額		-	1
人件費	13	(1)	-
金融損益	17	1	1
短期変動及びその他		(2)	(4)
期末残高		4	6

2025年12月31日現在、連結財政状態計算書の「当期引当金繰入額」の項目には、解雇引当金に対応する21百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在23百万ユーロ）。

数理計算上の仮定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらの解雇手続に関する数理計算に用いられた仮定は以下のとおりである：

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
金利	3.26%	3.04%
消費者物価指数（CPI）	2.05%	2.09%
死亡率表	PERM FCOL2020	PERM FCOL2020

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利、医療費及び給与見直しに関する数理計算上の仮定には、特に現在のマクロ経済及び地政学的環境の影響が含まれている（注記5.2参照）。

### 感応度分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、感応度分析の結果、主な数理計算上の仮定を50ベースポイント引き下げる一方、その他の変数を一定に維持しても、財務上大きな影響はないとの結論に達した。

### 38.2.2.労働契約の自主停止又は終了に関する協定

2025年12月31日現在、契約停止に関する合意の適用に伴い、エンデサは復職を要求する権利を行使しないことを約束した最大1,641名の従業員（2024年12月31日現在2,005名）に対し、459百万ユーロ（2024年12月31日現在595百万ユーロ）の引当金を計上している。

2025年度及び2024年度におけるこの長期引当金の取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ	注記	2025年	2024年
期首残高		456	527
当期の損益計算書に計上された金額		(3)	47
人件費	13	(15)	29
金融損益	17	12	18
短期変動及びその他		(56)	(118)
期末残高		397	456

2025年12月31日現在、連結財政状態計算書の「当期引当金繰入額」の項目には、解雇引当金に対応する62百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在139百万ユーロ）。

### エネルギー移行プロセスに関連する義務

エンデサは、エネルギー移行を主導することにコミットしており、脱炭素化、再生可能エネルギー発電の増加、配電網のデジタル化、顧客ポートフォリオ及び提供サービスのデジタル化の必要性を行動指針の一部と考えている（注5.1参照）。

2025年12月31日現在、これらのデジタル化及び脱炭素化計画に関連する引当金の残高は389百万ユーロ（2024年12月31日現在478百万ユーロ）である。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 数理計算上の仮定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、契約停止合意に関する数理計算の仮定は以下のとおりである：

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
金利	3.26%	3.04%
将来の保証の増加	1.00%	1.00%
その他の項目の増加	2.05%	2.09%
死亡率表	PERM/FCOL2020	PERM/FCOL2020

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利、医療費及び給与見直しに関する数理計算上の仮定には、特に現在のマクロ経済及び地政学的環境の影響が含まれている（注記5.2参照）。

## 感応度分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、主な数理計算上の仮定が変動し、その他の変数が一定のままであった場合の契約停止に係る保険数理上の負債額の感応度は以下のとおりであった。

単位：百万ユーロ

仮定	2025年12月31日		2024年12月31日	
	50ベース・ポイント 増加	50ベース・ポイント減少	50ベース・ポイント 増加	50ベース・ポイント減少
金利	(6)	6	(10)	11
保証とその他の概念	3	(2)	5	(5)

## 38.3.その他の引当金

2025年度及び2024年度において、連結財政状態計算書のこの項目の構成及び取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日 現在残高	営業費用		償還	金融損益	有形固定資 産に計上 された純額 (注記21)	支払	会社の 設立/ (減少) (注記8)	売却目的で 保有する 非流動資産 に関連する 負債への振替	振替及び その他	2025年 12月31日 現在残高
		割当	戻入								
施設閉鎖に係る引当金 注記12.費用	1,771	14	(19)	-	43	(66)	(41)	3	(15)	2	1,692
原子力発電所	688	-	-	-	18	(6)	-	-	-	-	700
その他の発電所	1,007	14	(17)	-	23	(63)	(38)	3	(15)	1	915
メーターの廃止	73	-	(2)	-	2	3	(3)	-	-	1	74
鉱業閉鎖	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠に対する引当金	716	830	-	(725)	-	-	-	-	-	1	822
GO（原産地保証）その他の環境証書に 対する引当金	58	35	-	(30)	-	-	-	-	-	-	63
訴訟、補償、その他の法的又は契約上の 債務に対する引当金	397	175	(135)	-	(18)	-	(5)	-	-	48	462
<b>合計</b>	<b>2,942</b>	<b>1,054</b>	<b>(154)</b>	<b>(755)</b>	<b>25</b>	<b>(66)</b>	<b>(46)</b>	<b>3</b>	<b>(15)</b>	<b>51</b>	<b>3,039</b>

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日 現在残高	営業費用		償還	金融損益	有形固定資 産に計上 された純額 (注記21)	支払	振替及び その他	2024年 12月31日 現在残高
		割当	戻入						
施設閉鎖に係る引当金施設	1,712	39	(33)	-	45	61	(53)	-	1,771
原子力発電所	571	-	-	-	17	99	-	1	688
その他の発電所	1,063	39	(33)	-	26	(40)	(49)	1	1,007
メーターの廃止	74	-	-	-	2	2	(3)	(2)	73
鉱業閉鎖	4	-	-	-	-	-	(1)	-	3
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠に対する引当金	917	726	-	(927)	-	-	-	-	716
原産地保証及びその他の環境証書に対する 引当金	161	45	-	(148)	-	-	-	-	58
訴訟、補償、その他の法的又は契約上の 債務に対する引当金	431	107	(121) <sup>(1)</sup>	-	2	-	(21)	(1)	397
<b>合計</b>	<b>3,221</b>	<b>917</b>	<b>(154)</b>	<b>(1,075)</b>	<b>47</b>	<b>61</b>	<b>(74)</b>	<b>(1)</b>	<b>2,942</b>

(1) Endesa Ingeniería, S.L.U. が過年度に実施した取引から生じる偶発事象に対する引当金戻入額37百万ユーロを含む（注記15参照）。

## 施設閉鎖費用引当金繰入額

エンデサは、一部の発電所及び一部の配電施設を解体するために発生する費用を計上している（注記3.2k.5参照）。当該引当金は現在価値で計上されている。

原子力発電所については、この引当金には、国営企業であるEmpresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. S.M.E., (Enresa)がこれらの発電所の廃炉に伴う責任を負うまでに支払わなければならない見積金額が含まれている（注記3.2b.1）。

## 二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出権引当金

この引当金には、年度中に排出された二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠を提出する義務が含まれている。

発電事業において二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）を排出するエンデサ・グループ会社は、翌年の最初の数カ月間に、前年度の排出量に相当する二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出枠を放棄する義務がある（注記3.2k.3、5.1参照）。

## 原産地保証及びその他の環境証書の費用を担保する引当金

この引当金には、再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションから発電され、最終消費者に販売される電力に相当する原産地保証をスペイン国家市場競争委員会（CNMC）に提供する義務が含まれている。

販売するエネルギーが再生可能エネルギー源又は高効率コージェネレーションから生産されたものであることを最終消費者に保証しているエンデサ・グループ会社は、これらの顧客への電力供給を証明する関連原産地保証を翌年の最初の月に償還しなければならない（注記3.2k.4、5.1参照）。

## 注記39.その他の非流動負債

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
債券及び保証金	29.1	468	469
その他の支払債務		100	105
<b>合計</b>		<b>568</b>	<b>574</b>

## 注記40.その他の非流動及び流動金融負債

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	非流動		流動	
		2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
金融債務の支払利息		-	-	63	83
再生可能エネルギー投資に対する報酬	29.1、31	-	64	-	14
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	29.1、31	164	-	-	-
<b>合計</b>		<b>164</b>	<b>64</b>	<b>63</b>	<b>97</b>

## 注記41.営業債権及びその他の未払金

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、添付の連結財政状態計算書におけるこの項目の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>営業債務及びその他の流動負債</b>	<b>42</b>	<b>4,932</b>	<b>5,149</b>
サプライヤー及びその他の債権者		3,824	4,057
支払配当金	36.1.10	523	534
その他の支払債務		585	558
<b>税金負債：</b>		<b>874</b>	<b>916</b>
当期法人税		298	309
付加価値税（VAT）未払金		69	104
その他の税金		507	503
<b>合計</b>		<b>5,806</b>	<b>6,065</b>

## 未払配当金

2025年12月31日現在、「未払配当金」には主にエンデサS.A.の以下の配当金が含まれている：

注記	支払配当金	一株当たり配当金	金額	支払日	
中間配当	36.1.10	2025年度	0.5	519	2026年1月12日

## 顧客へのエネルギー供給から生じたコスト及び請求書発行待ち

2025年12月31日現在、連結財政状態計算書に含まれる、供給済み・未請求のエネルギーに起因する電力及びガス料金の見積り未請求額は、それぞれ168百万ユーロ及び113百万ユーロ（2024年12月31日現在それぞれ86百万ユーロ及び89百万ユーロ）である。

### 「確認」契約

2025年12月31日現在、連結財政状態計算書の「営業債務及びその他の債務」に分類される、サプライヤーの支払管理（「確認」）のために金融機関から割り引かれた営業債務の金額は82百万ユーロ（2024年12月31日現在64百万ユーロ）である。この「確認」契約を結んだ割引営業債務の供給者は全て、金融機関から支払いを受けている。

2025年度及び2024年度において、サプライヤー支払管理取引（「確認」）の割引営業債務及びその他の比較可能な営業債務の割引満期日の範囲は以下のとおりである：

日数	2025年	2024年
「確認」ありの割引営業債務	0 - 60	0 - 60
「確認」なしの割引営業債務	0 - 60	0 - 60

2025年度及び2024年度において、確認付き契約からの収入は1百万ユーロ未満であった。

## 41.1.仕入先への平均支払期間に関する情報。第三追加条項。2010年7月5日付法律15/2010「情報義務」（2022年9月28日付法律18/2022により改正）

2010年7月5日法律15/2010（2022年9月28日法律18/2022により改正）にしたがって商取引におけるサプライヤーへの支払いのために定められた期限に対するエンデサの遵守度合いに関する情報は、以下のとおりである：

日数	2025年	2024年
サプライヤーへの平均支払期間	16	18
支払済取引比率	16	17
支払予定取引比率	28	30

単位：百万ユーロ

	2025年	2024年
支払履行合計	21,091	12,961
未払総額	513	303

	2025年	2024年
設定された最長支払期間より短い期間内に支払われた請求書数	377,048	320,016
請求数合計に対する割合（％）	92.50	95.03
設定された最長支払期間内に支払われた請求書金額 <sup>(1)</sup>	20,688	12,666
サプライヤーへの支払い総額に占める割合	98.09	97.72

(1) 百万ユーロ。

## 注記42.金融商品

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書における金融商品の分類は以下のとおりである：

百万ユーロ

	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
<b>資産担保型金融商品</b>					
顧客契約資産	28.1	-	3	-	12
その他の金融資産	29、31	695	892	829	974
デリバティブ金融商品	45	331	494	377	541
その他の資産	30	595	-	486	-
営業債権及びその他の債権	33	-	4,125	-	4,194
現金及び現金同等物	34	-	195	-	840
<b>合計</b>	<b>42.1</b>	<b>1,621</b>	<b>5,709</b>	<b>1,692</b>	<b>6,561</b>
<b>負債型金融商品</b>					
顧客契約負債	28.2	4,450	523	4,413	487
金融債務	42.3	9,422	1,005	9,881	613
デリバティブ金融商品	45	185	514	336	656
その他の金融負債	40	164	63	64	97
その他の負債	39	568	-	574	-
仕入債務及びその他の支払債務	41	-	4,932	-	5,149
<b>合計</b>	<b>42.2</b>	<b>14,789</b>	<b>7,037</b>	<b>15,268</b>	<b>7,002</b>

## 42.1.非流動及び流動金融資産商品の分類

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書上の金融資産商品のカテゴリ別分類は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
<b>償却原価で測定する金融資産</b>					
顧客契約資産	28.1	-	3	-	12
その他の金融資産	29.1、31	689	892	823	974
その他の資産	30	595	-	486	-
営業債権及びその他の債権	33	-	4,125	-	4,194
現金及び現金同等物	34	-	195	-	840
<b>純損益を通じて公正価値で測定する金融資産</b>	<b>42.1.2</b>	<b>79</b>	<b>226</b>	<b>49</b>	<b>173</b>
資本性金融商品	29.2	6	-	6	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	45	73	226	43	173
<b>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</b>					
ヘッジ・デリバティブ	45	258	268	334	368
<b>合計</b>		<b>1,621</b>	<b>5,709</b>	<b>1,692</b>	<b>6,561</b>

エンデサはビジネス・モデルを変更しておらず、金融資産の契約上のキャッシュ・フローの特性にも大きな変更はない。したがって、これらのカテゴリ間の振替は行われていない。

### 42.1.1.償却原価で測定する金融資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、償却原価で測定する金融資産の種類別の詳細は以下のとおりである。

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
<b>償却原価で測定する金融資産</b>					
<b>その他の金融資産</b>		<b>689</b>	<b>892</b>	<b>823</b>	<b>974</b>
スペインにおける規制活動から生じる収益不足に係る資金調達とその他の規制報酬	31	-	300	-	201
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	29.1、31	11	474	117	247
債券及び保証金	29.1	430	-	433	-
スタッフ・ローン	29.1、31	80	15	78	14
関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーションに対する貸付金	29.1、31、48.2	61	18	66	11
再生可能エネルギー投資に対する報酬	29.1	44	17	73	-
金融保証	29.1、31	50	55	49	302
その他の金融資産	29.1、31	16	34	30	200
評価調整	29.1、31、42.1.3	(3)	(21)	(23)	(1)
<b>その他の非流動資産</b>	<b>30</b>	<b>595</b>	<b>-</b>	<b>486</b>	<b>-</b>
配電事業による報酬		497	-	391	-
その他の資産		101	-	98	-
評価調整	42.1.3	(3)	-	(3)	-
<b>営業債権及びその他の債権</b>	<b>33</b>	<b>-</b>	<b>4,125</b>	<b>-</b>	<b>4,194</b>
販売及びサービスによる売上債権		-	3,541	-	4,006
その他の債権		-	1,058	-	757
配電事業による報酬		-	525	-	347
その他		-	533	-	410
評価調整	42.1.3	-	(474)	-	(569)
<b>顧客契約資産</b>	<b>28.1</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>12</b>
顧客契約資産		-	6	-	15
評価調整	42.1.3	-	(3)	-	(3)
<b>現金及び現金同等物</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>195</b>	<b>-</b>	<b>840</b>
<b>合計</b>		<b>1,284</b>	<b>5,215</b>	<b>1,309</b>	<b>6,020</b>

これらの金融資産の公正価値は帳簿価額と大きく異なるものではない。

### 42.1.2.純損益を通じて公正価値で測定する金融資産

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、このカテゴリーには他社株式に相当する資本性金融商品が含まれており、評価額は両日とも6百万ユーロである。この項目に記載されている投資の個々の価値に重要性はない。

このカテゴリーには、注記45.2に記載されている会計上ヘッジ手段に指定されていないデリバティブも含まれる。

### 42.1.3.評価調整

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、一般的手法又は簡便的手法に関連して償却原価で評価する金融資産について認識された予想損失の一覧は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日			2024年12月31日				
		加重平均 予想損失 率	総残高	予想損失による 価値調整	正味残高	加重平均 予想損失 率	総残高	予想損失による 価値調整	正味残高
<b>販売及びサービス提供に係る顧客及びその他の債務者</b>	<b>33</b>	<b>10.3 %</b>	<b>4,599</b>	<b>474</b>	<b>4,125</b>	<b>11.9 %</b>	<b>4,763</b>	<b>569</b>	<b>4,194</b>
期限内		0.9 %	3,706	33	3,673	1.0 %	3,848	40	3,808
期限切れ：		49.4 %	893	441	452	57.8 %	915	529	386
1～30日		1.8 %	169	3	166	1.0 %	98	1	97
31～60日		13.0 %	92	12	80	13.6 %	59	8	51
61～90日		19.6 %	51	10	41	22.2 %	27	6	21
91～120日		24.4 %	41	10	31	27.5 %	40	11	29
121～150日		36.8 %	19	7	12	29.7 %	37	11	26
151～180日		43.8 %	16	7	9	28.2 %	39	11	28
180日以上		77.6 %	505	392	113	78.2 %	615	481	134
<b>顧客契約資産</b>	<b>28.1</b>	<b>50.0 %</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>20.0 %</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>12</b>
<b>その他の非流動金融資産</b>	<b>29.1</b>	<b>0.4 %</b>	<b>692</b>	<b>3</b>	<b>689</b>	<b>2.7 %</b>	<b>846</b>	<b>23</b>	<b>823</b>
<b>その他の流動金融資産</b>	<b>31</b>	<b>2.3 %</b>	<b>913</b>	<b>21</b>	<b>892</b>	<b>0.1 %</b>	<b>975</b>	<b>1</b>	<b>974</b>
<b>その他の非流動資産</b>	<b>30</b>	<b>0.5 %</b>	<b>598</b>	<b>3</b>	<b>595</b>	<b>0.6 %</b>	<b>489</b>	<b>3</b>	<b>486</b>
<b>現金及び現金同等物</b>	<b>34</b>	<b>0.0 %</b>	<b>195</b>	<b>-</b>	<b>195</b>	<b>0.0 %</b>	<b>840</b>	<b>-</b>	<b>840</b>
<b>合計</b>			<b>7,003</b>	<b>504</b>	<b>6,499</b>		<b>7,928</b>	<b>599</b>	<b>7,329</b>

## 売上債権及びその他の債権

2025年度及び2024年度において、「販売及びサービスから生じる営業債権」の「評価調整勘定」に計上された取引は以下のとおりである：

百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>期首残高</b>		<b>569</b>	<b>592</b>
割当	9.2, 16.2	168	205
適用		(263)	(228)
<b>期末残高</b>	<b>33</b>	<b>474</b>	<b>569</b>

2025年度には、顧客との契約から生じる減損損失引当金が37百万ユーロに減少した。2024年比での増減は、2025年における「企業間取引」（B2B）顧客と小規模エネルギー商社の支払状況の改善によるものである。

## 顧客契約資産

2025年度及び2024年度において、「顧客契約資産」（注記28.1参照）の「評価調整額」の項目にある取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>期首残高</b>		<b>3</b>	<b>2</b>
割当	16.2	-	1
適用		-	-
<b>期末残高</b>	<b>28.1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

## その他の非流動及び流動金融資産

2025年度及び2024年度において、「その他の非流動及び流動金融資産」（注記29.1及び31参照）の「評価調整額」の項目の取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年		2024年	
		非流動金融資産	流動金融資産	非流動金融資産	流動金融資産
<b>期首残高</b>		<b>23</b>	<b>1</b>	<b>22</b>	<b>2</b>
割当	16.2, 17.1	-	20	1	-
適用		-	-	-	-
振替及びその他		(20)	-	-	(1)
<b>期末残高</b>		<b>3</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>1</b>

## その他の非流動資産

2025年度及び2024年度において、「その他の非流動資産」（注記30参照）の「評価調整額」の項目にある取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>期首残高</b>		<b>3</b>	<b>-</b>
割当		-	-
適用	16.2	-	(2)
振替及びその他		-	5
<b>期末残高</b>		<b>3</b>	<b>3</b>

### 42.1.4.資産型金融商品

2025年12月31日現在、エンデサS.A.は、多額の財務投資を行う約定を含む契約を締結していない。

## 42.2.非流動及び流動金融負債商品の分類

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書上の金融負債商品のカテゴリー別分類は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
<b>償却原価で測定する金融負債</b>	<b>42.2.1</b>	<b>14,590</b>	<b>6,523</b>	<b>14,918</b>	<b>6,346</b>
顧客契約負債	28.2	4,450	523	4,413	487
金融債務	42.3	9,408	1,005	9,867	613
その他の金融負債	40	164	63	64	97
その他の負債	39	568	-	574	-
営業債務及びその他の流動負債	41	-	4,932	-	5,149
<b>純損益を通じて公正価値で測定する金融負債</b>		<b>49</b>	<b>215</b>	<b>63</b>	<b>154</b>
金融債務 <sup>(1)</sup>	42.3	14	-	14	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	45	35	215	49	154
<b>ヘッジ・デリバティブ</b>	<b>45</b>	<b>150</b>	<b>299</b>	<b>287</b>	<b>502</b>
<b>合計</b>		<b>14,789</b>	<b>7,037</b>	<b>15,268</b>	<b>7,002</b>

(1) 取引の当初から公正価値ヘッジの対象となり、連結損益計算書を通じて公正価値で評価される金融負債に全て対応する。

## 42.2.1.償却原価で測定する金融負債

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、償却原価で測定する金融負債の種類別の詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日		2024年12月31日	
		非流動	流動	非流動	流動
債券及びその他の市場性のある有価証券		-	350	-	-
銀行借入金	42.3	5,171	461	5,630	512
その他の金融債務	42.3	4,237	194	4,237	101
営業債務及びその他の流動負債	41	-	4,932	-	5,149
顧客契約負債	28.2	4,450	523	4,413	487
その他の金融負債	40	164	63	64	97
その他の負債	39	568	-	574	-
<b>合計</b>		<b>14,590</b>	<b>6,523</b>	<b>14,918</b>	<b>6,346</b>

## 42.3.金融債務

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の「非流動金融債務」及び「流動金融債務」の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日				公正価値
		額面価値	帳簿価値		合計	
			非流動	流動		
債券及びその他の市場性のある有価証券		362	14	350	364	364
銀行借入金		5,644	5,171	461	5,632	5,682
その他の金融債務		4,434	4,237	194	4,431	4,524
使用権を伴う金融債務	22	796	708	88	796	796
その他		3,638	3,529	106	3,635	3,728
<b>合計</b>		<b>10,440</b>	<b>9,422</b>	<b>1,005</b>	<b>10,427</b>	<b>10,570</b>

単位：百万ユーロ

	注記	2024年12月31日				公正価値
		額面価値	帳簿価値		合計	
			非流動	流動		
債券及びその他の市場性のある有価証券		12	14	-	14	14
銀行借入金		6,161	5,630	512	6,142	6,158
その他の金融債務		4,342	4,237	101	4,338	4,453
使用権を伴う金融債務	22	784	698	86	784	784
その他		3,558	3,539	15	3,554	3,669
<b>合計</b>		<b>10,515</b>	<b>9,881</b>	<b>613</b>	<b>10,494</b>	<b>10,625</b>

[前へ](#)      [次へ](#)

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、デリバティブを除く金融債務の額面価額の満期別内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	満期	帳簿価額 2025年 12月31日	公正価値	額面価額		満期					額面金額 合計
				流動	非流動	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	
<b>債券及びその他の市場性のある有価証券</b>		<b>364</b>	<b>364</b>	<b>350</b>	<b>12</b>	-	-	-	-	<b>12</b>	<b>362</b>
固定金利	2031年	14	14	-	12	-	-	-	-	12	12
変動金利		350	350	350	-	-	-	-	-	-	350
<b>銀行借入金</b>		<b>5,632</b>	<b>5,682</b>	<b>461</b>	<b>5,183</b>	<b>1,335</b>	<b>1,864</b>	<b>300</b>	<b>305</b>	<b>1,379</b>	<b>5,644</b>
固定金利	2028年	1,784	1,822	200	1,599	675	924	-	-	-	1,799
変動金利	2039	3,848	3,860	261	3,584	660	940	300	305	1,379	3,845
<b>その他の金融債務</b>		<b>4,431</b>	<b>4,524</b>	<b>194</b>	<b>4,240</b>	<b>1,740</b>	<b>1,958</b>	<b>73</b>	<b>60</b>	<b>409</b>	<b>4,434</b>
使用権を伴う金融債務		796	796	88	708	89	83	72	60	404	796
固定金利	2080年	796	796	88	708	89	83	72	60	404	796
変動金利		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の金融債務		3,635	3,728	106	3,532	1,651	1,875	1	-	5	3,638
固定金利	2040年	3,527	3,620	1	3,529	1,651	1,875	1	-	2	3,530
変動金利	2032	108	108	105	3	-	-	-	-	3	108
<b>合計</b>		<b>10,427</b>	<b>10,570</b>	<b>1,005</b>	<b>9,435</b>	<b>3,075</b>	<b>3,822</b>	<b>373</b>	<b>365</b>	<b>1,800</b>	<b>10,440</b>

単位：百万ユーロ

	満期	帳簿価額 2024年 12月31日	公正価値	額面価額		満期					額面金額 合計
				流動	非流動	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	
<b>債券及びその他の市場性のある有価証券</b>		<b>14</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	-	-	-	-	<b>12</b>	<b>12</b>
固定金利	2031年	14	14	-	12	-	-	-	-	12	12
変動金利		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>銀行借入金</b>		<b>6,142</b>	<b>6,158</b>	<b>512</b>	<b>5,649</b>	<b>460</b>	<b>1,335</b>	<b>1,870</b>	<b>300</b>	<b>1,684</b>	<b>6,161</b>
固定金利	2028年	1,784	1,815	-	1,799	200	675	924	-	-	1,799
変動金利	2039	4,358	4,343	512	3,850	260	660	946	300	1,684	4,362
<b>その他の金融債務</b>		<b>4,338</b>	<b>4,453</b>	<b>101</b>	<b>4,241</b>	<b>93</b>	<b>1,738</b>	<b>1,946</b>	<b>59</b>	<b>405</b>	<b>4,342</b>
使用権を伴う金融債務		784	784	86	698	92	75	70	58	403	784
固定金利	2080年	784	784	86	698	92	75	70	58	403	784
その他の金融債務		3,554	3,669	15	3,543	1	1,663	1,876	1	2	3,558
固定金利	2040年	3,526	3,641	-	3,530	1	1,650	1,876	1	2	3,530
変動金利	2030年	28	28	15	13	-	13	-	-	-	28
<b>合計</b>		<b>10,494</b>	<b>10,625</b>	<b>613</b>	<b>9,902</b>	<b>553</b>	<b>3,073</b>	<b>3,816</b>	<b>359</b>	<b>2,101</b>	<b>10,515</b>

[前へ](#)      [次へ](#)

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、デリバティブ調整前の総金融債務の通貨別内訳及び為替ヘッジの効果は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日							
	当初の債務構造			債務カバレッジ効果	カバレッジ後の債務構造		金利	
	償却原価	額面価額	割合(%)		償却原価	割合(%)	平均金利(%)	実効金利(%)
ユーロ	10,268	10,281	98.0	-	10,268	98.0	3.3	3.3
米ドル(USD)	159	159	2.0	-	159	2.0	5.2	5.2
<b>合計</b>	<b>10,427</b>	<b>10,440</b>	<b>100.0</b>	<b>-</b>	<b>10,427</b>	<b>100.0</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日							
	当初債務構造			債務カバレッジ効果	カバレッジ後の債務構造		金利	
	償却原価	額面価額	割合(%)		償却原価	割合(%)	平均金利(%)	実効金利(%)
ユーロ	10,385	10,406	99.0	-	10,385	99.0	3.6	3.6
米ドル(USD)	109	109	1.0	-	109	1.0	3.7	3.7
<b>合計</b>	<b>10,494</b>	<b>10,515</b>	<b>100.0</b>	<b>-</b>	<b>10,494</b>	<b>100.0</b>	<b>3.6</b>	<b>3.6</b>

2025年度及び2024年度において、非流動金融債務の額面価額の変動は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日現在の 額面価額	連結範囲の変更	キャッシュ・フローを生み出さない		キャッシュ・フローを生み出す		2025年 12月31日現在の 額面価額
			増減	振替及びその他	支払及び償却 (注記47.3)	新規資金調達 (注記47.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	12	-	-	-	-	-	12
銀行借入金	5,649	-	-	(460)	(15)	9	5,183
その他の金融債務	4,241	2	100	(92)	(11)	-	4,240
使用権を伴う金融債務	698	2	100	(92)	-	-	708
その他	3,543	-	-	-	(11)	-	3,532
<b>合計</b>	<b>9,902</b>	<b>2</b>	<b>100</b>	<b>(552)</b>	<b>(26)</b>	<b>9</b>	<b>9,435</b>

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日現在の 額面価額	連結範囲の変更	キャッシュ・フローを生み出さない		キャッシュ・フローを生み出す		2024年 12月31日現在の 額面価額
			増減	振替及びその他	支払及び償却 (注記47.3)	新規資金調達 (注記47.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	12	-	-	-	-	-	12
銀行借入金	5,334	-	-	(462)	(34)	811	5,649
その他の金融債務	4,326	(18)	(68)	(68)	(6)	7	4,241
使用権を伴う金融債務	784	(18)	(68)	-	-	-	698
その他	3,542	-	-	-	(6)	7	3,543
<b>合計</b>	<b>9,672</b>	<b>(18)</b>	<b>(530)</b>	<b>(40)</b>	<b>818</b>	<b>9,902</b>	

2025年度及び2024年度において、流動金融債務の額面価額の取引は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2024年 12月31日現在の 額面価額	連結範囲の変更	キャッシュ・フローを生み出さない		キャッシュ・フローを生み出す		2025年 12月31日現在の 額面価額
			増減	振替及びその他	支払及び償却 (注記47.3)	新規資金調達 (注記47.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	-	-	-	-	(4,090)	4,440	350
銀行借入金	512	-	-	461	(512)	-	461
その他の金融債務	101	1	16	69	(84)	91	194
使用権を伴う金融債務	86	1	16	68	(83)	-	88
その他	15	-	-	1	(1)	91	106
<b>合計</b>	<b>613</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>530</b>	<b>(4,686)</b>	<b>4,531</b>	<b>1,005</b>

単位：百万ユーロ

	2023年 12月31日 現在の額面 価額	キャッシュ・フローを生み出さない		キャッシュ・フローを生み出す		2024年 12月31日現 在の額面価 額
		増減	振替、	支払及び償却 (注記47.3)	新規資金調達 (注記47.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	-	-	-	(1,265)	1,265	-
銀行借入金	761	-	462	(712)	1	512
その他の金融債務	3,347	8	76	(3,335)	5	101
使用権を伴う金融債務	84	8	75	(81)	-	86
その他	3,263	-	1	(3,254)	5	15
<b>合計</b>	<b>4,108</b>	<b>8</b>	<b>538</b>	<b>(5,312)</b>	<b>1,271</b>	<b>613</b>

2024年度の総金融債務の平均金利は3.3% (2024年度3.6%) であった (注記3.2b.1参照)。

## 42.4.その他の事項

### 42.4.1.流動性

2025年12月31日現在、エンデサの流動性は6,980百万ユーロ（2024年12月31日現在6,544百万ユーロ）で、詳細は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	流動性	
		2025年 12月31日	2024年 12月31日
現金及び現金同等物	34	195	840
無条件利用可能と信枠及び未使用融資 <sup>(1)</sup>		6,785	5,704
<b>合計</b>		<b>6,980</b>	<b>6,544</b>

(1) 2025年12月31日及び2024年12月31日現在、それぞれ2,500百万ユーロ及び2,125百万ユーロは、Enel Finance International, N.V.（注記48.1.3参照）と取り決めたコミットメント及び取消不能の与信枠に対応する。

2025年12月31日現在、エンデサの運転資本はマイナス645百万ユーロである。利用可能な非流動クレジット・ラインは、エンデサが事業を継続し、資産を実現し、添付の連結財政状態計算書に記載された金額で負債を決済するのに十分な財源を確保できることを保証するものである（注記43.4参照）。

### 42.4.2.主な金融業務

2025年に行われた主な金融取引は以下のとおりである：

- エンデサ社（Endesa, S.A.）は、「エンデサ社（Endesa, S.A.）」を拡大した。SDG13ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラム」（ECP）の1年延長。このプログラムは2024年5月9日に総額5,000百万ユーロで正式決定され、予定されている期間は5年で、毎年更新される。このプログラムは持続可能性目標と連動している。2025年12月31日現在、このプログラムに関する未償還の額面残高は350百万ユーロである。
- 以下の金融業務が終了した：

百万ユーロ				
オペレーション	取引相手	契約日	満期日	合計
クレジット・ライン <sup>(1)(2)</sup>	BNPパリバ	2025年3月27日	2030年3月27日	150
クレジット・ライン <sup>(2)</sup>	Intesa San Paolo, S.p.A.	2025年3月28日	2030年3月28日	200
クレジット・ライン <sup>(2)</sup>	Caixabank, S.A.	2025年3月28日	2030年3月28日	150
クレジット・ライン <sup>(2)</sup>	Enel Finance International N.V.	2025年5月9日	2030年5月9日	1,500
融資 <sup>(3)</sup>	欧州投資銀行	2025年9月29日	2041年1月7日	150
融資 <sup>(3)</sup>	地域回復基金 - 欧州投資銀行	2025年9月29日	2041年1月19日	500
融資 <sup>(3)</sup>	Bankinter, S.A.	2025年12月16日	2030年1月9日	50
<b>合計</b>				<b>2,700</b>

(1) 既存のクレジット・ラインの更新。

(2) これらの事業のクレジット条件は、2027年12月31日までに半島エネルギーの発電に関連するスコープ1の特定の温室効果ガス（GHG）排出量（gCO<sub>2</sub>eq/kWh）を削減するという目標に関連している。

(3) 2025年12月31日現在で未償還の融資に関連する。

### 42.4.3.財務制限条項

一部のエンデサ子会社は、資金調達契約に規定された、この種の契約では典型的な特定の義務（「財務制限条項」）を遵守する必要がある。

2025年12月31日現在、エンデサS.A.及びその子会社のいずれも、財務制限条項又はその他の財務債務に抵触しておらず、財務コミットメントの早期返済が必要となるようなことはない。

エンデサの取締役は、これらの条項の存在により、2025年12月31日現在の連結財政状態計算書における流動・非流動の区分が変更されるとは考えていない。

#### エンデサS.A.

エンデサS.A.は、エンデサの資金調達活動のほぼ全てを統括しており、資金調達契約には、早期償還につながる違反の可能性がある財務関連比率に関する規定はない。

エンデサS.A.の発行済み債券（2025年12月31日現在12百万ユーロ）、エンデサS.A.の発行済み債券のコミットメント及びエンデサS.A.が手配した銀行融資には、以下の条項が含まれている：

条項	オペレーション	規定
クロスデフォルト条項	エンデサS.A.の債券発行残高	エンデサS.A.の特定の債務について（一定額以上の）債務不履行が発生した場合、債務は前払いされなければならない。
担保制限条項	エンデサS.A.の未払い債券発行コミットメント及びエンデサS.A.が手配した銀行融資。	エンデサS.A.は、残りの債務者のために同等の保証が発行されない限り、特定の種類の債券を担保するために、その資産に抵当権、先取特権、その他の担保権（一定額以上）を設定することはできない。
パリバス条項		債券及び銀行融資は、エンデサS.A.が発行する他の既存又は将来の無担保又は非劣後債務と同じ地位を有する。

さらに、エンデサS.A.の金融債務に含まれる最も重要な財務規定は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

条項	オペレーション	規定	額面債務	
			2025年 12月31日	2024年 12月31日
信用格付け条項	欧州投資銀行（EIB）及び開発金融公庫（Instituto de Crédito Oficial- ICO）との金融取引	信用格付けが低下した場合の追加保証又は再交渉。	2,757	2,961
支配権の変動に関する事項	欧州投資銀行（EIB）、開発金融公庫（ICO）及びEnel Finance International, N.V.との金融業務	エンデサS.A.の支配に変動が生じた場合に早期返済をしなければならない可能性。	6,282 <sup>(1)</sup>	6,486 <sup>(1)</sup>
資産譲渡に関する条項	欧州投資銀行（EIB）、開発金融公庫（ICO）及びその他の金融機関との金融業務	当社の連結上の資産の7%から10%の間のパーセントが生じる場合の制限 <sup>(2)</sup>	5,615 <sup>(3)</sup>	6,125 <sup>(3)</sup>
サステナビリティ関連	欧州投資銀行（EIB）、開発金融公庫（ICO）及びその他の金融機関との金融業務	与信条件は、ある一定レベルのCO <sub>2</sub> 排出削減と連動しているか、投資の割合に依存している。 <sup>(4)</sup> 期間別EUタクソノミーによる	7,838	7,829

- (1) 締結額は2025年12月31日現在9,432百万ユーロ（2024年12月31日現在8,611百万ユーロ）であった。  
(2) これらの閾値を超えると、一般的には、同等の対価を受け取らない場合、又はエンデサS.A.の支払能力に重大な悪影響がある場合にのみ制限が適用される。  
(3) 締結額は2025年12月31日現在9,886百万ユーロ（2024年12月31日現在9,690百万ユーロ）であった。  
(4) これらの規定に従わない場合は、融資条件の変更にならざるを得ない。

### 再生可能エネルギー事業を運営している子会社

2025年12月31日現在、プロジェクト・ファイナンスを通じて資金を調達しているエンデサの一部の再生可能エネルギー関連子会社は、以下の条項を含む25百万ユーロ（2024年12月31日現在32百万ユーロ）の金融債務を有している（注記21.4、36.1.13、49参照）：

条項	オペレーション	規定
支配権の変動に関する事項	プロジェクト・ファイナンス及び関連デリバティブ <sup>(1)</sup> のために契約した融資。	支配権が変動した場合は繰上返済の対象となる。
義務履行関連条項		債権者である金融機関に対する契約上特定された債務履行の担保としての株式担保 <sup>(2)</sup> 。
株主への利益配分に関する条項	プロジェクト・ファイナンスのために契約した融資。	一定の基準を満たすことを条件とする制限。
資産売却関連条項		貸手の過半数の承認が必要であり、場合によっては売却収益を債務返済に充てなければならない制限。
債務返済準備金勘定に関する条項		債務返済準備金勘定の維持義務（注記34参照）。

- (1) 2025年12月31日現在プラス1百万ユーロ（2024年12月31日現在プラス1百万ユーロ）。  
(2) 金融債務の残高に対して。

さらに、これらの再生可能エネルギー子会社には、一定の年間元利金返済カバー率（ADSCR）を遵守する義務がある。2025年12月31日現在、これらの比率への違反はない。

#### 42.4.4. その他の検討事項

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらの日に適用される金利を考慮した総金融債務に係る利息の見積額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

金融商品	合計	2025年12月31日現在の総金融債務に対する利息					
		2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
債券及びその他の市場性のある有価証券	4	1	-	1	1	1	-
銀行借入金	852	176	165	120	83	68	240
その他の金融債務	534	154	127	58	27	23	145
使用権を伴う金融債務	300	40	35	30	27	23	145
その他	234	114	92	28	-	-	-
<b>合計</b>	<b>1,390</b>	<b>331</b>	<b>292</b>	<b>179</b>	<b>111</b>	<b>92</b>	<b>385</b>

単位：百万ユーロ

金融商品	合計	2024年12月31日現在の総金融債務に対する利息					
		2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
債券及びその他の市場性のある有価証券	5	1	-	1	1	1	1
銀行借入金	943	187	175	157	112	68	244
その他の金融債務	721	154	150	124	56	25	212
使用権を伴う金融債務	375	41	37	32	28	25	212
その他	346	113	113	92	28	-	-
<b>合計</b>	<b>1,669</b>	<b>342</b>	<b>325</b>	<b>282</b>	<b>169</b>	<b>94</b>	<b>457</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、当社株式に転換可能な排出権は存在せず、また、何らかの場合に株式に転換される可能性のある特典や権利を付与した排出権も存在しない。

## 42.5.金融資産・負債のカテゴリー別損益

### 42.5.1.金融資産のカテゴリー別純損益

2025年度及び2024年度において、金融資産・負債のカテゴリー別純損益額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年		2024年	
	連結損益計算書上の(損失)/利益	連結その他の包括利益計算書上の(損失)/利益	連結損益計算書上の(損失)/利益	連結その他の包括利益計算書上の(損失)/利益
償却原価で測定する金融資産 <sup>(1)</sup>	(188)	-	(205)	-
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産 <sup>(2)</sup>	1,643	-	934	-
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	-	-	-	-
ヘッジ・デリバティブ <sup>(3)</sup>	53	170	916	187
<b>合計</b>	<b>1,508</b>	<b>170</b>	<b>1,645</b>	<b>187</b>

(1) 支払待ちの正味減損損失に対応する（注記16.2、17.1参照）。

(2) エネルギー・デリバティブ及び金融デリバティブの変動から生じる収益に対応する（注記10、11.1、11.3、12及び17.2参照）。

(3) キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値から生じる収益に対応する（注記12、17.2参照）。

### 42.5.2.金融負債のカテゴリー別純損益

2025年度及び2024年度の金融負債のカテゴリー別純損益額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年		2024年	
	連結損益計算書上の(損失)/利益	連結その他の包括利益計算書上の(損失)/利益	連結損益計算書上の(損失)/利益	連結その他の包括利益計算書上の(損失)/利益
償却原価で測定する金融負債 <sup>(1)</sup>	(355)	-	(471)	-
純損益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融負債 <sup>(2)</sup>	(1,315)	-	(1,324)	-
ヘッジ・デリバティブ <sup>(3)</sup>	(283)	-	(1,280)	-
<b>合計</b>	<b>(1,953)</b>	<b>-</b>	<b>(3,075)</b>	<b>-</b>

(1) 金融債務費用に相当する（注記17.1参照）。

(2) エネルギー・デリバティブ及び金融デリバティブの変動費用に相当する（注記10、11.1、11.3、12、17.2を参照）。

(3) キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値に係る費用に相当する（注記12及び17.2参照）。

## 注記43.財務リスク統制及び管理

エンデサS.A.及びその子会社の活動は、事業業績及び収益に影響を及ぼす可能性のある財務リスクの環境下で実施されており、これらのリスクに対するエクスポージャーを管理・統制する必要がある。エンデサの事業活動に関連する主なリスクと不確実性についての詳細は、2025年12月31日に終了する事業年度の連結経営報告書のセクション8.4に記載されている。

特に、一般的なリスク管理及びマネジメント方針と内部リスク管理及びマネジメントシステムにより、エンデサがさらされている様々な種類の財務リスクを特定、測定、管理することができる（2025年12月31日に終了する事業年度の連結経営報告書のセクション8.1参照）。

### 43.1.金利リスク

金利変動は、固定金利で利息を負担している資産及び負債の公正価値、及び変動金利に連動する資産及び負債からの将来フローを変動させる。

金利リスク管理の目的は、デリバティブを用いることで、金融資産及び負債の種類の多様化、及びリスク・エクスポージャー・プロファイルの修正を通して、連結損益計算書のボラティリティを低下させながら、数年間にわたって金融債務コストを最小限に抑えることができるバランスのとれた金融債務構造を実現することである。

金利変動の影響を受ける金融債務の額を減らすという目標は、特定のヘッジ取引、一般的には金利スワップ契約の利用によって達成される。いずれの場合も、契約の構造は原金融商品の構造に適合しており、原金融商品の満期日を超えないため、契約の公正価値又はキャッシュ・フローのいかなる変動も、原ポジションの公正価値又はキャッシュ・フローの変動によって相殺される。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、取り決めたデリバティブを考慮した金利リスク構造は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	正味ポジション			
	2025年12月31日		2024年12月31日	
	デリバティブ取引前	デリバティブ取引後	デリバティブ取引前	デリバティブ取引後
固定金利	6,534	6,511	6,604	6,586
変動金利	3,593	3,599	2,731	2,712
<b>合計</b>	<b>10,127</b>	<b>10,110</b>	<b>9,335</b>	<b>9,298</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサ・グループ会社が手配した借入金の基準金利は主にEuriborである。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

金利デリバティブ	正味想定元本	
	2025年12月31日	2024年12月31日
<b>金利スワップ</b>		
変動から固定への金利スワップ	1,088	1,172
固定から変動への金利スワップ	687	687
<b>金利デリバティブ合計</b>	<b>1,775</b>	<b>1,859</b>

### 感応度分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、金利の変動が連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に及ぼす税引前の影響は、その他の変数が一定であると仮定した場合、以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	ペーシ ス・ボイ ントの変 更	2025年12月31日		2024年12月31日	
		連結損益計算 書	連結その他の包括 利益計算書	連結損益計算 書	連結その他の包括利益 計算書
デリバティブ後の変動金利借入に係る金融費用					
金利の引き上げ	+25	11	-	10	-
金利の引き下げ	-25	(11)	-	(10)	-
デリバティブ・ヘッジ商品の公正価値					
公正価値					
金利の引き上げ	+25	(2)	-	(4)	-
金利の引き下げ	-25	2	-	4	-
キャッシュ・フロー					
金利の引き上げ	+25	-	9	-	12
金利の引き下げ	-25	-	(9)	-	(12)
会計上ヘッジ手段に指定されていないデリバティブ金融商品の公正価値					
金利の引き上げ	+25	-	-	-	-
金利の引き下げ	-25	-	-	-	-

### 43.2.為替リスク

為替リスクは、基本的に、国際市場におけるエネルギー原料（特に天然ガス）の取得取引に対応するもので、通常、これらの原料の価格は米ドル（USD）建てである。エンデサはまた、外貨建ての金融債務、供給品、保険料の支払い、プラントのメンテナンス契約、配当金の管理によってもこのリスクを負っている。

為替リスクを軽減する目的で、エンデサは金融通貨スワップや為替レート保険などを利用し、外貨建て資産・負債からの現金回収と支払いのバランスを図ってきた。

いずれの場合も、契約の構造は原金融商品の構造に適合しており、原金融商品の満期日を超えないため、契約の公正価値又はキャッシュ・フローのいかなる変動も、原ポジションの公正価値又はキャッシュ・フローの変動によって相殺される。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、為替デリバティブの想定元本の内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

外国為替デリバティブ	正味想定元本	
	2025年12月31日	2024年12月31日
<b>エネルギー商品通貨契約</b>		
先渡/先物契約	1,292	2,282
<b>その他の契約</b>		
先渡/先物契約	29	33
<b>先渡/先物契約合計</b>	<b>1,321</b>	<b>2,315</b>
<b>外国為替デリバティブ合計</b>	<b>1,321</b>	<b>2,315</b>

## 感応度分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、ユーロ対米ドル（USD）為替レートの変動が連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に及ぼす税引前影響は、その他の変数が一定であると仮定した場合、以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	変動%	2025年12月31日		2024年12月31日	
		連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書	連結損益計算書	連結その他の包括利益計算書
デリバティブ・ヘッジ商品の公正価値					
キャッシュ・フロー・ヘッジ					
ユーロ安	10%	-	139	-	201
ユーロ高	10%	-	(114)	-	(165)
公正価値					
ユーロ安	10%	-	-	-	-
ユーロ高	10%	-	-	-	-
会計上ヘッジ手段に指定されていないデリバティブ金融商品の公正価値					
ユーロ安	10%	(2)	-	(3)	-
ユーロ高	10%	1	-	3	-

### 43.3.エネルギー商品の価格リスク

エンデサは、主に以下の理由により、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出権や原産地保証を含むエネルギー商品価格の変動リスクにさらされている：

- 発電のためのエネルギー商品の購入
- 国内外市場におけるエネルギー取引

このエクスポージャーを管理するため、リスク限度を監視し、期待利益と会社が引き受けるリスクとのバランスを確保している。これらの限界は、95%の信頼区間を持つ予測結果に基づいている。産業用ポートフォリオはProfit at Risk（PaR）に基づいて毎月見直され、取引ポートフォリオはValue at Risk（VaR）に基づいて毎日見直される。

さらに、重要な取引がエンデサのリスクプロファイルに与える影響と、設定された限度額への準拠を評価するために、特定のリスク分析が実施されている。

このリスクは、長期的には、契約の多様化、最終電力価格（発電）又は販売価格（供給）と類似又は同等の傾向を追跡する指標に基づく調達ポートフォリオ管理、及び調達契約の経済的バランスを維持するように設計された契約上の定期的な再交渉条項によって管理される。

短期・中期的には、エネルギー商品価格の変動は、通常デリバティブを利用した、的を絞ったヘッジ戦略によって管理されている。

以下の表は、2025年12月31日及び2024年12月31日現在の未決済取引の想定元本を、金融商品の種類別に分類したものである：

単位：百万ユーロ

エネルギー商品デリバティブ	想定元本	
	2025年12月31日	2024年12月31日
スワップ	2,878	5,452
先渡/先物契約	4,821	4,750
オプション	3,473	653
エネルギー商品デリバティブ合計	11,172	10,855

## 感応度分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、既存のエネルギー商品デリバティブが連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に与える税引前影響は、他の変数が一定のまま商品価格が変動したと仮定した場合、以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	2025年12月31日			2024年12月31日		
	エネルギー商品価格の変動	連結損益計算書	その他の包括利益計算書	エネルギー商品価格の変動	連結損益計算書	その他の包括利益計算書
液体燃料及びガス・デリバティブ	15%	-	130	15%	-	(75)
	-15%	-	(131)	-15%	-	75
電力デリバティブ	15%	-	103	15%	-	139
	-15%	-	(100)	-15%	-	(139)
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠デリバティブ	15%	-	(6)	15%	-	(62)
	-15%	-	7	-15%	-	62

単位：百万ユーロ

ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	2025年12月31日			2024年12月31日		
	エネルギー商品 価格の変動	連結損益計算書	その他の包括利 益計算書	エネルギー商品 価格の変動	連結損益計算書	その他の包括利 益計算書
液体燃料及びガス・デリバティブ	15%	(93)	-	15%	(35)	-
	-15%	93	-	-15%	35	-
電力デリバティブ	15%	(69)	-	15%	(43)	-
	-15%	68	-	-15%	43	-
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠デリバティブ	15%	6	-	15%	2	-
	-15%	(6)	-	-15%	(2)	-

#### 43.4.流動性リスク

流動性リスクは、現金又はその他の金融資産を通じて決済される金融負債に関連する債務の履行が困難になる可能性から生じる。流動性リスク管理の主な目的は、機会費用を最小限に抑えながら十分な流動性を確保し、満期と資金調達源に沿った金融債務を構成することである。短期的には、現金及び短期預金、引き出し可能な信用枠、流動性の高い資産のポートフォリオなど、無条件で利用できる十分な資金を維持することで流動性リスクを軽減している。

エンデサの流動性方針は、銀行及びエネル・グループ各社とのコミットメント付き長期信用枠、並びに債券市場及び資本市場の状況及び予想に基づき、一定期間に予測されるニーズを賄うのに十分な額の金融投資を手配することで構成されている。

当該ニーズには金融債務の満期が含まれる。金融債務及びデリバティブ金融商品の特性及び条件の詳細は、それぞれ注記42.3及び45に記載されている。

当社の財務部門は、エンデサS.A.及びEndesa Financiación Filiales, S.A.U.に集約されており、同部門は、当グループが業務上のニーズを満たすのに十分なキャッシュを確保し、融資及び信用枠の利用可能性を十分な水準に維持できるように、キャッシュ予測を作成している。

2025年12月31日現在のエンデサの流動性ポジションは、注記42.4.1に詳述されている。

エンデサは、一流銀行から多額の無条件クレジット・ラインを利用できる強固な財務基盤を維持している。

しかし、流動性を強化し事業活動の継続性を確保するため、エンデサは一連の金融取引を準備している（注記42.4.2参照）。

エンデサの金融債務の期日別額面価額の内訳は、注記42.3に記載されている。

#### 43.5.信用リスク

信用リスクは、取引相手が金融又は商業契約上の義務を履行せず、財務上の損失が生じる場合に発生する。エンデサは、デリバティブ、銀行への預金、外貨取引及びその他の金融商品を含む、営業活動及び財務活動から信用リスクに晒されている。

エンデサは、商品、金融及び商業の取引先の信用リスクを綿密に監視している。商業取引相手との債務不履行へのエクスポージャーは、2025年の顧客の支払い行動の改善により、緩やかになっている。同様に、当社の回収管理の強化も、延滞債務の削減に寄与している（注記5.2参照）。

相手方の信用格付けの予想外の変化は、支払可能性に係る債権者のポジション（ノン・コンプライアンス・リスク）又は市場価値の変動（スプレッド・リスク）に影響を与える。

エンデサは信用リスクを綿密に監視し、以下を含むいくつかの追加予防措置を講じている：

	追加予防措置
信用リスクの監視	・ 取引先の信用の質に関するリスク分析、評価及び監視
	・ 契約条項を設けて保証請求を行うこと、又は必要に応じて保険への加入
	・ 取引相手のエクスポージャー・レベルの厳格な監視
	・ 取引相手の多様化

商業活動から生じる売掛金に関連する信用リスクは、顧客の回収期間が短いため、これまで限定的であった。個々の顧客は通常、適用される規則に従い、未払いによる供給停止の可能性が生じる前に多額の残高を蓄積することはない（注記33参照）。

2025年12月31日現在、販売、サービス提供及びその他の債権による顧客債務の延滞は893百万ユーロで、請求の18.9日分に相当する（2024年12月31日現在それぞれ915百万ユーロ及び19.4日分）。

金融資産に関する信用リスクに関して、エンデサは以下の主なリスク管理方針にしている：

エンデサのリスク方針	
金融資産の信用リスク	・ エンデサとその子会社は、余剰資金を事業展開する市場の一流取引先に投資している。2025年12月31日現在、エンエル・グループ外の取引相手との間で保有するキャッシュ・ポジションによるエクスポージャーの最高額は72百万ユーロ（2024年12月31日現在400百万ユーロ）である。
	・ 金利及び為替リスクのデリバティブは、支払能力の高い金融機関と契約している。したがって、2025年12月31日現在、これらの取引による総エクスポージャーの100%は、「A-」格以上の企業に対応している（2024年12月31日現在93%）。
	・ エネルギー商品関連の金融商品に関連する信用リスクは限定的である。2025年12月31日現在、時価に基づくエネルギー商品デリバティブのエクスポージャーは645百万ユーロ以下（2024年12月31日現在211百万ユーロ以下）である。
	・ 2025年12月31日現在、金利、為替、エネルギー商品デリバティブの取引相手別の累積リスクは665百万ユーロで、単独で金融商品の信用リスク総額の10%以上を占める取引相手は1社もない（2024年12月31日現在それぞれ330百万ユーロ、16%）。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、商取引の担保として、以下の保証書、保証状及び担保を受領している：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日	2024年 12月31日
企業間取引（B2B）	205	256
エネルギー商品市場における取引先	425	441
<b>合計</b>	<b>630</b>	<b>697</b>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、重要な金額の商取引に関して保証、保証状又は担保は実行されていない。

### 取引先リスク分析

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、売上債権及びその他の債権、顧客との契約から生じる資産、その他の非流動資産のカテゴリーに属さない、支払期日を過ぎていない流動及び非流動金融商品の信用格付けの内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>現金及び現金同等物</b>	<b>34</b>	<b>195</b>	<b>840</b>
A+		136	764
TERM		39	36
A-		16	26
BBB+		-	10
BBB		3	1
BBB-		-	2
信用格付けのない取引先		-1	1
<b>資本性金融商品</b>	<b>42.1.2</b>	<b>7</b>	<b>6</b>
A-		3	3
信用格付けのない取引先		4	3
<b>デリバティブ金融商品</b>	<b>45</b>	<b>825</b>	<b>918</b>
AAA		448	452
AA-		51	1
A+		8	31
TERM		30	66
A-		66	118
BBB+		-	4
BBB		-	6
BBB-		19	-
BB+		-	-
BB		34	47
BB-		169	22
B+		-	1
B-		-	1
CCC+		-	8
CCC-		-	86
LC		-	73
D		-	-
信用格付けのない取引先		-	2
<b>資産として認識される金融保証</b>	<b>42.1.1</b>	<b>105</b>	<b>351</b>
AAA		105	309
A+		-	34
TERM		-	8
信用格付けのない取引先		-	-
<b>金融資産<sup>(1)</sup></b>		<b>1,476</b>	<b>1,446</b>
スペインにおける規制活動から生じる収益不足に係る資金調達	6, 42.1.1	300	201
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	6, 42.1.1	485	364
債券及び保証金	42.1.1	430	433
スタッフ・ローン	42.1.1	95	92
関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーションに対する貸付金	42.1.1, 48.2	79	77
再生可能エネルギー投資に対する報酬	6, 42.1.1	61	73
その他の金融資産	42.1.1	50	230
減損調整		(24)	(24)
<b>合計</b>		<b>2,608</b>	<b>3,561</b>

(1) 主に行政機関及び信用格付けのない取引先に対する売掛債権が含まれる。

## 43.6.集中リスク

エンデサは、その事業過程において、顧客やサプライヤーが集中するリスクにさらされている。

### 顧客集中リスク

顧客集中のリスクは、いくつかの分散基準に基づく事業戦略によって管理され、最小限に抑えられている：

	分散化要件
顧客集中リスク	・ 顧客の種類：大規模な産業顧客、中規模企業、個人及び行政機関を含む居住顧客。
	・ 顧客の経済活動：様々なセクターで事業を営む顧客との商取引関係。
	・ 製品ポートフォリオ：電力、天然ガス、その他製品・サービス。

この戦略により、単一の顧客への売上高がエンデサの業績に占める割合が大きくなるようにしている。

同社は、個々の顧客レベル及び共通支配下にある事業体についてはグループ・レベルの両方で、顧客の売掛金（延滞及び現在債務の両方）を定期的に見直すことにより、このリスクを積極的に監視している。

2025年度及び2024年度において、エンデサは、どのセグメントにおいても、単独で収益の10%以上を占める外部顧客を有していない。

### 供給者集中リスク

エンデサは、主なサービスサプライヤーやプロバイダーとの関係を、事業の発展と成長に不可欠なものとしている。エンデサがこれらの関係に依存している場合、有利な条件でこれらの当事者と契約を交渉する能力に影響を及ぼす可能性がある。このリスクを軽減するため、エンデサは、調達する財及びサービスの品質とサプライヤーの財務的安定性の両方を確保するための技術的及び財務的な資格認定プロセスを確立している。さらに、同社は全ての調達カテゴリーにわたって分散したサプライヤー・ポートフォリオを維持しているため、混乱が生じた場合にサプライヤーを入れ替えることが容易であり、それによってサプライヤーの集中リスクを軽減している。

2025年12月31日現在、サプライヤー上位10社が全体に占める割合は18.7%以下である（2024年12月31日現在21.4%）。

サプライヤーの集中度が低いこと、またサプライヤーを置き換えることは容易であることから、個々のサプライヤーの潜在的な損失が集中リスクに大きな影響を与えることはないと予想される。それにもかかわらず、エンデサはこのリスクの推移を引き続き注意深く監視している（注5.2参照）。

## 43.7.エネルギー商品の購入約定のリスク

2025年12月31日現在、棚卸資産の購入約定の総額は、「テイク・オア・ペイ」条項付き契約に関連するものを含め、12,703百万ユーロ（2024年12月31日現在18,252百万ユーロ）である（注記32.3参照）。

当社の取締役は、エンデサがこれらのコミットメントを履行できると考えているため、この件から生じる重大な偶発事象はないと予想している。

## 注記44.非流動及び流動金融資産及び負債の相殺

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、相殺指定された非流動及び流動金融資産及び負債には、以下の相殺及び非相殺が含まれる：

単位：百万ユーロ

注記	2025年12月31日					
	金融資産総額	相殺指定額	財務諸表に表示される金融資産純額	非相殺純額契約に基づく金額		純額
				金融商品	金融保証	
その他の非流動金融資産	29.1	695	-	695	-	695
非流動デリバティブ金融商品	45	331	-	331	(134)	197
その他の非流動資産	30	595	-	595	-	595
<b>非流動資産の金融商品合計</b>		<b>1,621</b>	<b>-</b>	<b>1,621</b>	<b>(134)</b>	<b>1,487</b>
販売及びサービスによる売上債権 (1)	33	4,125	-	4,125	(190)	3,935
その他の債権						
顧客との契約から生じる流動資産	28.1	3	-	3	-	3
その他の流動金融資産	31	892	-	892	-	892
流動デリバティブ金融商品	45	494	-	494	(397)	97
現金及び現金同等物	34	195	-	195	-	195
<b>流動資産の金融商品合計</b>		<b>5,709</b>	<b>-</b>	<b>5,709</b>	<b>(587)</b>	<b>5,122</b>

(1) 公的機関の残高は含まない。

単位：百万ユーロ

注記	2024年12月31日					
	金融資産総額	相殺指定額	財務諸表に表示される金融資産純額	非相殺純額契約に基づく金額		純額
				金融商品	金融保証	
その他の非流動金融資産	29.1	829	-	829	-	829
非流動デリバティブ金融商品	45	377	-	377	(22)	397
その他の非流動資産	30	486	-	486	-	486
<b>非流動資産の金融商品合計</b>		<b>1,692</b>	<b>-</b>	<b>1,692</b>	<b>(22)</b>	<b>1,712</b>
販売及びサービスによる売上債権 (1)	33	4,194	-	4,194	(232)	3,962
その他の債権						
顧客との契約から生じる流動資産	28.1	12	-	12	-	12
その他の流動金融資産	31	974	-	974	-	972
流動デリバティブ金融商品	45	541	-	541	(79)	462
現金及び現金同等物	34	840	-	840	-	840
<b>流動資産の金融商品合計</b>		<b>6,561</b>	<b>-</b>	<b>6,561</b>	<b>(311)</b>	<b>6,248</b>

(1) 公的機関の残高は含まない。

単位：百万ユーロ

注記	2025年12月31日					
	金融負債総額	相殺指定額	財務諸表に表示される金融負債純額	非相殺純額契約に基づく金額		純額
				金融商品	金融保証	
顧客との契約から生じる非流動負債	28.2	4,450	-	4,450	-	4,450
非流動金融債務	42.3	9,422	-	9,422	-	9,422
非流動デリバティブ金融商品	45	185	-	185	(70)	115
その他の非流動金融負債	40	164	-	164	-	164
その他の非流動負債	39	568	-	568	-	568
<b>非流動負債の金融商品合計</b>		<b>14,789</b>	<b>-</b>	<b>14,789</b>	<b>(70)</b>	<b>14,719</b>
顧客との契約から生じる非流動負債	28.2	523	-	523	-	523
流動金融債務	42.3	1,005	-	1,005	-	914
流動デリバティブ金融商品	45	514	-	514	(370)	144
その他の非流動金融負債	40	63	-	63	-	63
仕入債務及びその他の支払債務 <sup>(1)</sup>	41	4,932	-	4,932	(190)	4,742
<b>流動負債の金融商品合計</b>		<b>7,037</b>	<b>-</b>	<b>7,037</b>	<b>(560)</b>	<b>6,386</b>

(1) 公的機関の残高は含まない。

単位：百万ユーロ

注記	2024年12月31日					
	金融負債総額	相殺指定額	財務諸表に表示される金融負債純額	非相殺純額契約に基づく金額		純額
				金融商品	金融保証	
顧客との契約から生じる非流動負債	28.2	4,413	-	4,413	-	4,413
非流動金融債務	42.3	9,881	-	9,881	-	9,881
非流動デリバティブ金融商品	45	336	-	336	(64)	272
その他の非流動金融負債	40	64	-	64	-	64
その他の非流動負債	39	574	-	574	-	574
<b>非流動負債の金融商品合計</b>		<b>15,268</b>	<b>-</b>	<b>15,268</b>	<b>(64)</b>	<b>15,204</b>
顧客との契約から生じる非流動負債	28.2	487	-	487	-	487
流動金融債務	42.3	613	-	613	-	613
流動デリバティブ金融商品	45	656	-	656	3	659
その他の非流動金融負債	40	97	-	97	-	97
仕入債務及びその他の支払債務 <sup>(1)</sup>	41	5,149	-	5,149	(232)	4,917
<b>流動負債の金融商品合計</b>		<b>7,002</b>	<b>-</b>	<b>7,002</b>	<b>(229)</b>	<b>6,773</b>

(1) 公的機関の残高は含まない。

[前へ](#)      [次へ](#)

## 注記45.デリバティブ金融商品

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の「デリバティブ金融商品」の項目には以下のものが含まれる：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日		2024年 12月31日	
	非流動	流動	非流動	流動
デリバティブ金融資産	331	494	377	541
デリバティブ金融負債	185	514	336	656

注記43に概説されているリスク管理方針に沿って、エンデサは主に金利、為替レート、現物取引のヘッジのためにデリバティブ契約を締結している。

エンデサは、組込デリバティブの特性及び関連する財務リスクが原契約と密接に結びついているため、組込デリバティブに関する個別の情報を開示していない。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、想定元本及びデリバティブ金融商品の変動を含む残高の構成は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	非流動資産				流動資産			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ	12	12	2	2	-	-	-	-
金利	12	12	2	2	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	1,888	2,266	256	332	2,121	3,162	268	368
金利	538	622	32	39	-	-	-	-
為替レート	261	715	1	38	-	1,252	-	70
エネルギー商品	1,089	929	223	255	2,121	1,910	268	298
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	536	361	73	43	2,116	1,678	226	173
為替レート	-	21	-	-	-	50	-	4
エネルギー商品	536	340	73	43	2,116	1,628	226	169
合計	2,436	2,639	331	377	4,237	4,840	494	541

単位：百万ユーロ

	非流動負債				流動負債			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ	675	675	8	16	-	-	-	-
金利	675	675	8	16	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	1,658	2,536	142	271	3,166	2,551	299	502
金利	550	550	9	20	-	-	-	-
為替レート	230	-	7	-	813	174	45	3
エネルギー商品	878	1,986	126	251	2,353	2,377	254	499
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	413	324	35	49	1,683	1,464	215	154
為替レート	17	21	-	-	-	82	-	7
エネルギー商品	396	303	35	49	1,683	1,382	215	147
合計	2,746	3,535	185	336	4,849	4,015	514	656

エンデサが締結した契約の想定元本は、単にデリバティブの決済計算の基礎となるものであり、エンデサが引き受けたリスクを表すものではない。

## 45.1.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金融商品

2025年12月31日現在、エンデサは、ヘッジ会計を適用するための規則で定められた基準が引き続き遵守されていることを確認している。

2025年度及び2024年度において、当初キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブの中止はない。

### 45.1.1.金利リスク

#### 満期

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、金利キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの想定元本及び平均金利を満期別に分類すると以下のとおりである：

2025年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ (IRS)	想定元本 (百万ユーロ)	-	250	-	-	278	560	1,088
	平均金利 (%)	-	3.0	-	-	0.7	2.1	

2024年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2025年度	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ (IRS)	想定元本 (百万ユーロ)	-	-	250	-	-	922	1,172
	平均金利 (%)	-	-	3.0	-	-	1.6	

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、公正価値金利ヘッジ・デリバティブの想定元本及び平均金利の満期別分類は以下のとおりである：

2025年12月31日現在の公正価値ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ (IRS)	想定元本 (百万ユーロ)	-	675	-	-	-	12	687
	平均金利 (%)	-	1.9	-	-	-	5.7	

2024年12月31日現在の公正価値ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2025年度	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
ユーロ建て金利スワップ (IRS)	想定元本 (百万ユーロ)	-	-	675	-	-	12	687
	平均金利 (%)	-	-	1.9	-	-	5.7	

#### ヘッジ対象

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、金利ヘッジ・デリバティブを指定別に分類し、ヘッジ対象の種類別に分類すると以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

金利デリバティブ		ヘッジ対象	2025年12月31日					
			正味想定元本	正味公正価値	金融資産想定元本	資産の公正価値	金融負債想定元本	負債の公正価値
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>			<b>1,088</b>	<b>23</b>	<b>538</b>	<b>32</b>	<b>550</b>	<b>9</b>
金利スワップ		変動金利融資	1,088	23	538	32	550	9
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>			<b>687</b>	<b>(6)</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>675</b>	<b>8</b>
金利スワップ		固定金利債券	12	2	12	2	-	-
		固定金利融資	675	(8)	-	-	675	8
<b>金利スワップ合計</b>			<b>1,775</b>	<b>17</b>	<b>550</b>	<b>34</b>	<b>1,225</b>	<b>17</b>
<b>金利デリバティブ合計</b>			<b>1,775</b>	<b>17</b>	<b>550</b>	<b>34</b>	<b>1,225</b>	<b>17</b>

単位：百万ユーロ

金利デリバティブ		ヘッジ対象	2024年12月31日					
			正味想定元本	正味公正価値	金融資産想定元本	資産の公正価値	金融負債想定元本	負債の公正価値
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>			<b>1,172</b>	<b>19</b>	<b>622</b>	<b>39</b>	<b>550</b>	<b>20</b>
金利スワップ		変動金利融資	1,172	19	622	39	550	20
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>			<b>687</b>	<b>(14)</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>675</b>	<b>16</b>
金利スワップ		固定金利債券	12	2	12	2	-	-
		固定金利融資	675	(16)	-	-	675	16
<b>金利スワップ合計</b>			<b>1,859</b>	<b>5</b>	<b>634</b>	<b>41</b>	<b>1,225</b>	<b>36</b>
<b>金利デリバティブ合計</b>			<b>1,859</b>	<b>5</b>	<b>634</b>	<b>41</b>	<b>1,225</b>	<b>36</b>

## 年別予想キャッシュ・フロー

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらのデリバティブから今後見込まれる予想キャッシュ・フローは以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

金利デリバティブ 現在価値（未払利息控除後）	年別予想キャッシュ・フロー						
	2025年12月31日	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>	<b>23</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>6</b>
正の公正価値	32	8	7	6	5	4	6
負の公正価値	(9)	(5)	(4)	(1)	(1)	-	-
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>	<b>(6)</b>	<b>(5)</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
正の公正価値	2	1	1	-	-	-	-
負の公正価値	(8)	(6)	(5)	-	-	-	-

単位：百万ユーロ

金利デリバティブ 現在価値（未払利息控除後）	年別予想キャッシュ・フロー						
	2024年12月31日	2025年度	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>	<b>19</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
正の公正価値	39	12	7	7	6	4	7
負の公正価値	(20)	(4)	(6)	(4)	(2)	(2)	(5)
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>	<b>(14)</b>	<b>(13)</b>	<b>(4)</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
正の公正価値	2	-	1	-	-	-	1
負の公正価値	(16)	(13)	(5)	(5)	-	-	-

## 連結財務諸表に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの影響

連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの影響は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日			2025年			
	正味想定 元本	資産の公正価値 (1)	負債の公正価値 (2)	その他の包括利益における公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて認識される公正価値の変動
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>							
金利スワップ	1,088	32	(9)	5	7	-	(1)
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>1,088</b>	<b>32</b>	<b>(9)</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>

- (1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (2) 連結財政状態計算書の負債セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (3) ヘッジ対象の純損益への影響により連結損益計算書に振り替えられた金額。
- (4) 連結損益計算書の「デリバティブ金融商品から生じる収益及び費用」に含まれている。
- (5) 先渡/先物契約から生じるキャッシュ・フローが発生する見込みがなくなったため、連結損益計算書に振り替えられた金額。

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日			2024年			
	正味想定 元本	資産の公正価値 (1)	負債の公正価値 (2)	その他の包括利益における公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて認識される公正価値の変動
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>							
金利スワップ	1,172	39	(20)	(19)	25	-	2
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>1,172</b>	<b>39</b>	<b>(20)</b>	<b>(19)</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>2</b>

- (1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (2) 連結財政状態計算書の負債セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (3) ヘッジ対象の純損益への影響により連結損益計算書に振り替えられた金額。
- (4) 連結損益計算書の「デリバティブ金融商品から生じる収益及び費用」に含まれている。
- (5) 先渡/先物契約から生じるキャッシュ・フローが発生する見込みがなくなったため、連結損益計算書に振り替えられた金額。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、有効であると考えられるキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、負債の32%が金利リスクから保護されている。また、公正価値ヘッジも考慮すると、2025年12月31日及び2024年12月31日現在、この割合は39%となる。

## 公正価値ヘッジ・デリバティブの連結財務諸表への影響

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書における公正価値ヘッジ・デリバティブの影響は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日		
	正味想定元本	資産の公正価値 <sup>(1)</sup>	負債の公正価値 <sup>(2)</sup>
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>			
金利スワップ	687	2	(8)
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>687</b>	<b>2</b>	<b>(8)</b>

(1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日		
	正味想定元本	資産の公正価値 <sup>(1)</sup>	負債の公正価値 <sup>(2)</sup>
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>			
金利スワップ	687	2	(16)
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>687</b>	<b>2</b>	<b>(16)</b>

(1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。

(2) 連結財政状態計算書の負債セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書において公正価値ヘッジ・デリバティブによりヘッジされた項目の影響は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日			2024年12月31日		
	項目の帳簿価額	ヘッジ対象の累積公正価値ヘッジ調整額	当期に非有効性の測定に使用した公正価値	項目の帳簿価額	ヘッジ対象の累積公正価値ヘッジ調整額	当期に非有効性の測定に使用した公正価値
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ</b>						
固定期限付き債務	678	(9)	6	665	(22)	13
<b>公正価値ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>678</b>	<b>(9)</b>	<b>6</b>	<b>665</b>	<b>(22)</b>	<b>13</b>

2025年及び2024年において、公正価値ヘッジのデリバティブ及びヘッジ対象から連結損益計算書に計上された金額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年		2024年	
		収益	費用	収益	費用
ヘッジ対象	17.1	-	5	6	35
デリバティブ <sup>(1)</sup>	17.2	7	1	28	-
<b>合計</b>		<b>7</b>	<b>6</b>	<b>34</b>	<b>35</b>

(1) 決済なし。

### 45.1.2.為替リスク

#### 満期

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、為替ヘッジ・デリバティブの想定元本及び平均為替レートを満期別に分類すると、以下のとおりである：

2025年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降	合計
先渡/先物契約 ユーロ/米ドル為替レート	想定元本(百万ユーロ)	813	491	-	-	-	-	1,304
	平均ユーロ/米ドル為替レート	1.12	1.18	0.00	-	-	-	-

2024年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2025年度	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降	合計
先渡/先物契約 ユーロ/米ドル為替レート	想定元本(百万ユーロ)	1,426	714	1	-	-	-	2,141
	平均ユーロ/米ドル為替レート	1.10	1.13	1.10	-	-	-	-

## ヘッジ対象

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、為替ヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値は、ヘッジ対象の種類別に分類すると以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

外国為替デリバティブ	2025年12月31日						
	正味想定元本	正味公正価値	金融資産想定元本	資産の公正価値	金融負債想定元本	負債の公正価値	
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>							
先渡契約/通貨先物	通貨商品契約	1,275	(48)	261	1	1,014	49
	その他の契約	29	(3)	-	-	29	3
<b>先渡/先物契約合計</b>		<b>1,304</b>	<b>(51)</b>	<b>261</b>	<b>1</b>	<b>1,043</b>	<b>52</b>
<b>外国為替デリバティブ合計</b>		<b>1,304</b>	<b>(51)</b>	<b>261</b>	<b>1</b>	<b>1,043</b>	<b>52</b>

単位：百万ユーロ

外国為替デリバティブ	2024年12月31日						
	正味想定元本	正味公正価値	金融資産想定元本	資産の公正価値	金融負債想定元本	負債の公正価値	
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>							
先渡契約/通貨先物	通貨商品契約	2,108	104	1,934	107	174	3
	その他の契約	33	1	33	1	-	-
<b>先渡/先物契約合計</b>		<b>2,141</b>	<b>105</b>	<b>1,967</b>	<b>108</b>	<b>174</b>	<b>3</b>
<b>外国為替デリバティブ合計</b>		<b>2,141</b>	<b>105</b>	<b>1,967</b>	<b>108</b>	<b>174</b>	<b>3</b>

## 年別予想キャッシュ・フロー

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらのデリバティブから今後見込まれる予想キャッシュ・フローは以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

現在価値（累積利息控除後）	年別予想キャッシュ・フロー						
	2025年12月31日	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
<b>為替デリバティブ・キャッシュ・フロー・ヘッジ</b>	(51)	(45)	(6)	-	-	-	-
正の公正価値	1	-	1	-	-	-	-
負の公正価値	(52)	(45)	(7)	-	-	-	-

単位：百万ユーロ

現在価値（累積利息控除後）	年別予想キャッシュ・フロー						
	2024年12月31日	2025年度	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
<b>為替デリバティブ・キャッシュ・フロー・ヘッジ</b>	105	67	38	-	-	-	-
正の公正価値	108	70	38	-	-	-	-
負の公正価値	(3)	(3)	-	-	-	-	-

## 連結財務諸表に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの影響

連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの影響は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日			2025年					
	正味想定元本	資産の公正価値 <sup>(1)</sup>	負債の公正価値 <sup>(2)</sup>	その他の包括利益における公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(3)</sup>	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(4)</sup>	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(4)</sup>	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(5)</sup>	非有効により純損益を通じて認識される公正価値の変動 <sup>(4)</sup>
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>									
為替先物/先渡契約	1,304	1	(52)	(156)	(20)	-	-	-	-
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>1,304</b>	<b>1</b>	<b>(52)</b>	<b>(156)</b>	<b>(20)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (2) 連結財政状態計算書の負債セクションにおける「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (3) ヘッジ対象の純損益への影響により連結損益計算書に振り替えられた金額。
- (4) 連結損益計算書の「エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用」に含まれている。
- (5) 先渡/先物契約から生じるキャッシュ・フローが発生する見込みがなくなったため、連結損益計算書に振り替えられた金額。

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日			2024年					
	正味想定元本	資産の公正価値 <sup>(1)</sup>	負債の公正価値 <sup>(2)</sup>	その他の包括利益における公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(3)</sup>	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(4)</sup>	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(4)</sup>	その他の包括利益から純損益への振替 <sup>(5)</sup>	非有効により純損益を通じて認識される公正価値の変動 <sup>(4)</sup>
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>									
為替先物/先渡契約	2,141	108	(3)	104	57	-	-	-	-
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>2,141</b>	<b>108</b>	<b>(3)</b>	<b>104</b>	<b>57</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (2) 連結財政状態計算書の負債セクションにおける「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (3) ヘッジ対象の純損益への影響により連結損益計算書に振り替えられた金額。
- (4) 連結損益計算書の「エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用」に含まれている。
- (5) 先渡/先物契約から生じるキャッシュ・フローが発生する見込みがなくなったため、連結損益計算書に振り替えられた金額。

45.1.3.エネルギー商品リスク

満期

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エネルギー商品ヘッジ・デリバティブの想定元本及び平均価格を満期別に分類すると以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

2025年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ			満期					合計	
			2026年	2027年	2028年	2029年	2030年		それ以降
<b>スワップ</b>									
液体燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本 (百万ユーロ)	180	-	-	-	-	180	
		平均価格 (米ドル/千バレル)	68.2	-	-	-	-	-	
	MBTU	想定元本 (百万ユーロ)	105	130	-	-	-	235	
		平均価格 (米ドル/MBTU)	420.8	423.1	-	-	-	-	
電力デリバティブ	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	348	55	30	-	-	433	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	34.9	28.9	25.0	-	-	-	
電力デリバティブ	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	248	102	99	97	96	199	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	49.4	34.3	33.4	32.9	32.8	31.8	
<b>先渡/先物契約</b>									
液化燃料及びガス・デリバティブ	MBTU	想定元本 (百万ユーロ)	360	190	-	-	-	550	
		平均価格 (米ドル/MBTU)	4.0	4.0	-	-	-	-	
	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	1,088	268	-	-	-	1,356	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	35.1	30.8	-	-	-	-	
二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> ) 排出枠デリバティブ	メートル・トン	想定元本 (百万ユーロ)	232	6	-	-	-	238	
		平均価格 (ユーロ/MT)	73.7	71.0	-	-	-	-	
<b>オプション</b>									
液体燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本 (百万ユーロ)	1,172	-	-	-	-	1,172	
		平均価格 (米ドル/千バレル)	69	-	-	-	-	-	
	MBTU	想定元本 (百万ユーロ)	88	-	-	-	-	88	
		平均価格 (米ドル/MBTU)	4	-	-	-	-	-	
電力デリバティブ	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	220	-	-	-	-	220	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	28	-	-	-	-	-	
電力デリバティブ	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	45	44	45	52	52	291	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	34.0	34.0	34.0	33.4	33.4	34.0	
二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> ) 排出枠デリバティブ	メートル・トン	想定元本 (百万ユーロ)	599	-	-	-	-	599	
		平均価格 (ユーロ/MT)	100.1	-	-	-	-	-	
<b>想定元本総額</b>			<b>4,685</b>	<b>795</b>	<b>174</b>	<b>149</b>	<b>148</b>	<b>490</b>	<b>6,441</b>

単位：百万ユーロ

2024年12月31日現在のキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ			満期					合計	
			2025年度	2026年	2027年	2028年	2029年		それ以降
<b>スワップ</b>									
液体燃料及びガス・デリバティブ	バレル	想定元本 (百万ユーロ)	381	12	-	-	-	393	
		平均価格 (米ドル/千バレル)	77.7	70.4	-	-	-	-	
	MBTU	想定元本 (百万ユーロ)	390	73	-	-	-	463	
		平均価格 (米ドル/MBTU)	4.2	4.1	-	-	-	-	
電力デリバティブ	メートル・トン	想定元本 (百万ユーロ)	174	-	-	-	-	174	
		平均価格 (米ドル/MT)	578.7	-	-	-	-	-	
	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	1,292	362	2	-	-	1,656	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	50.2	34.3	26.8	-	-	-	
電力デリバティブ	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	237	159	153	150	148	600	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	52.4	38.0	34.2	33.5	33.2	32.8	
<b>先渡/先物契約</b>									
液化燃料及びガス・デリバティブ	MBTU	想定元本 (百万ユーロ)	29	251	-	-	-	280	
		平均価格 (米ドル/MBTU)	3.4	4.0	-	-	-	-	
	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	1,470	741	1	-	-	2,212	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	40.1	33.8	27.4	-	-	-	
二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> ) 排出枠デリバティブ	メートル・トン	想定元本 (百万ユーロ)	494	47	-	-	-	541	
		平均価格 (ユーロ/MT)	82.5	69.3	-	-	-	-	
<b>オプション</b>									
電力デリバティブ	MWh	想定元本 (百万ユーロ)	-	-	-	-	-	36	
		平均価格 (ユーロ/MWh)	-	-	-	-	-	26.7	
<b>想定元本総額</b>			<b>4,467</b>	<b>1,645</b>	<b>156</b>	<b>150</b>	<b>148</b>	<b>636</b>	<b>7,202</b>

## ヘッジ対象

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エネルギー商品ヘッジ・デリバティブの想定元本及び公正価値は、商品の種類別に分類すると以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

エネルギー商品デリバティブ	資産				負債			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
液体燃料及びガス・デリバティブ	1,943	1,912	306	259	2,291	3,266	243	632
スワップ	133	487	22	41	715	2,199	89	389
先渡/先物契約	1,040	1,425	231	218	866	1,067	120	243
オプション	770	-	53	-	710	-	34	-
電力デリバティブ	773	507	172	216	597	976	97	94
スワップ	345	471	147	207	496	976	88	94
先渡/先物契約	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	428	36	25	9	101	-	9	-
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠デリバティブ	494	420	13	78	343	121	40	24
先渡/先物契約	75	420	12	78	163	121	32	24
オプション	419	-	1	-	180	-	8	-
エネルギー商品デリバティブ合計	3,210	2,839	491	553	3,231	4,363	380	750

## 年別公正価値

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、これらのデリバティブから今後見込まれる予想キャッシュ・フローは以下のとおりである：

百万ユーロ

公正価値	年別公正価値						
	2025年 12月31日	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液体燃料及びガス・デリバティブ	63	50	15	(2)	-	-	-
電力デリバティブ	75	(7)	4	11	18	17	32
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠デリバティブ	(27)	(28)	1	-	-	-	-

単位：百万ユーロ

公正価値	年別公正価値						
	2024年 12月31日	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液体燃料及びガス・デリバティブ	(373)	(255)	(118)	-	-	-	-
電力デリバティブ	122	36	24	18	19	21	4
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠デリバティブ	54	58	(4)	-	-	-	-

## 連結財務諸表に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの影響

連結財政状態計算書、連結損益計算書及び連結その他の包括利益計算書に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの影響は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年12月31日			2025年			
	正味想定元本	資産の公正価値 (1)	負債の公正価値 (2)	連結その他の包括利益計算書における公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替 (3) (4)	その他の包括利益から純損益への振替 (4) (5)	非有効により純損益を通じて認識される公正価値の変動 (4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液体燃料及びガス・デリバティブ	4,234	306	243	417	(96)	-	(32)
電力デリバティブ	1,370	172	97	(20)	(84)	-	(1)
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠に 関連するデリバティブ	837	13	40	(76)	-	-	(3)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	6,441	491	380	321	(180)	-	(36)

- (1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (2) 連結財政状態計算書の負債セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。
- (3) ヘッジ対象の純損益への影響により連結損益計算書に振り替えられた金額。
- (4) 連結損益計算書の「エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用」に含まれている。
- (5) 将来キャッシュ・フローの発生が見込まれなくなったため、連結損益計算書に振り替えられた金額。

単位：百万ユーロ

	2024年12月31日			2024年			
	正味想定元本	資産の公正価値(1)	負債の公正価値(2)	連結その他の包括利益計算書における公正価値の変動	その他の包括利益から純損益への振替(3)(4)	その他の包括利益から純損益への振替(4)(5)	非有効により純損益を通じて認識される公正価値の変動(4)
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ</b>							
液体燃料及びガス・デリバティブ	5,178	259	632	243	(532)	-	162
電力デリバティブ	1,483	216	94	(102)	(70)	-	4
二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出枠に関連するデリバティブ	541	78	24	(39)	-	-	3
<b>キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計</b>	<b>7,202</b>	<b>553</b>	<b>750</b>	<b>102</b>	<b>(602)</b>	<b>-</b>	<b>169</b>

- (1) 連結財政状態計算書の資産セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。  
(2) 連結財政状態計算書の負債セクションの「デリバティブ金融商品」の項目に含まれている。  
(3) ヘッジ対象の純損益への影響により連結損益計算書に振り替えられた金額。  
(4) 連結損益計算書の「エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用」に含まれている。  
(5) 将来キャッシュ・フローの発生が見込まれなくなったため、連結損益計算書に振り替えられた金額。

## 45.2.キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されていないデリバティブ金融商品

### 満期

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、想定元本の満期別内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別想定元本						
	2025年12月31日	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
為替デリバティブ	17	-	17	-	-	-	-
液体燃料及びガス・デリバティブ	4,003	3,343	588	70	2	-	-
電力デリバティブ	55	(25)	17	11	10	6	36
二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出枠デリバティブ	660	549	111	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証明書によるデリバティブ	13	9	2	2	-	-	-

単位：百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別想定元本						
	2024年12月31日	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
為替デリバティブ	174	132	42	-	-	-	-
液体燃料及びガス・デリバティブ	3,258	2,684	559	15	-	-	-
電力デリバティブ	63	56	4	3	-	-	-
二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出枠デリバティブ	324	321	3	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証明書によるデリバティブ	8	4	3	1	-	-	-

### ヘッジ対象

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、会計上ヘッジ手段に指定されていないデリバティブの想定元本及び公正価値は、種類別及びヘッジ対象別に分類すると以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	資産				負債			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2025年12月31日	2024年12月31日	2025年12月31日	2024年12月31日	2025年12月31日	2024年12月31日	2025年12月31日	2024年12月31日
<b>為替レート・デリバティブ</b>	-	71	-	4	17	103	-	7
通貨先渡/先物	-	71	-	4	17	103	-	7
<b>液体燃料及びガス・デリバティブ</b>	<b>2,292</b>	<b>1,708</b>	<b>234</b>	<b>199</b>	<b>1,711</b>	<b>1,550</b>	<b>219</b>	<b>189</b>
スワップ	1,076	671	98	52	73	586	16	70
先渡/先物契約	883	954	122	145	1,284	578	193	101
オプション	333	83	14	2	354	386	10	18
<b>電力デリバティブ</b>	<b>26</b>	<b>36</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>29</b>	<b>27</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
スワップ	17	36	1	3	23	26	1	1
先渡/先物契約	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	9	-	-	-	6	1	1	-
<b>二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出枠デリバティブ</b>	<b>330</b>	<b>220</b>	<b>55</b>	<b>8</b>	<b>330</b>	<b>104</b>	<b>24</b>	<b>4</b>
先渡/先物契約	266	73	47	7	231	104	16	4
オプション	64	147	8	1	99	-	8	-
<b>原産地保証及びその他の環境証明書によるデリバティブ</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
先渡/先物契約	4	4	9	2	9	4	5	2
<b>合計</b>	<b>2,652</b>	<b>2,039</b>	<b>299</b>	<b>216</b>	<b>2,096</b>	<b>1,788</b>	<b>250</b>	<b>203</b>

## 年別公正価値

以下の表は、会計上ヘッジ手段に指定されていないデリバティブから将来見込まれる予想キャッシュ・フローを示したものである。

単位：百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別公正価値						
	2025年 12月31日	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	それ以降
為替デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
液体燃料及びガス・デリバティブ	15	(4)	20	(1)	-	-	-
電力デリバティブ	(1)	4	(2)	(1)	(1)	-	(1)
二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出枠デリバティブ	31	18	13	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証明書によるデリバティブ	4	(2)	1	1	1	1	2

単位：百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	年別公正価値						
	2024年 12月31日	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	それ以降
為替デリバティブ	(3)	(3)	-	-	-	-	-
液体燃料及びガス・デリバティブ	10	11	(2)	1	-	-	-
電力デリバティブ	2	2	-	-	-	-	-
二酸化炭素(CO <sub>2</sub> )排出枠デリバティブ	4	4	-	-	-	-	-
原産地保証及びその他の環境証明書によるデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-

## 注記46.公正価値測定

### 46.1.金融資産クラスの公正価値測定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書において公正価値で測定する金融資産の公正価値ヒエラルキーによる分類は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日							
		非流動資産			流動資産				
		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
資本性金融商品	42.1	6	-	-	6	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ	45	2	-	2	-	-	-	-	
金利		2	-	2	-	-	-	-	
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	45	256	54	33	169	268	188	80	-
金利		32	-	32	-	-	-	-	
為替レート		1	-	1	-	-	-	-	
エネルギー商品		223	54	-	169	268	188	80	
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	45	73	42	31	-	226	131	95	-
為替レート		-	-	-	-	-	-	-	
エネルギー商品		73	42	31	-	226	131	95	
欄外資産	32.1、32.2	-	-	-	-	-	-	-	
合計		337	96	66	175	494	319	175	-

単位：百万ユーロ

	注記	2024年12月31日							
		非流動資産			流動資産				
		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
資本性金融商品	42.1	6	-	-	6	-	-	-	
公正価値ヘッジ・デリバティブ	45	2	-	2	-	-	-	-	
金利		2	-	2	-	-	-	-	
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	45	332	33	87	212	368	264	104	-
金利		39	-	39	-	-	-	-	
為替レート		38	-	38	-	70	-	70	
エネルギー商品		255	33	10	212	298	264	34	
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	45	43	36	7	-	173	115	58	-
為替レート		-	-	-	-	4	-	4	
エネルギー商品		43	36	7	-	169	115	54	
欄外資産	32.1、32.2	-	-	-	-	-	-	-	
合計		383	69	96	218	541	379	162	-

2025年度及び2024年度には、これらの金融資産の中でレベルの移行はなかった。

エンデサは、公正価値の決定に引き続き同じ評価ルールを使用している（注記3.1、3.2g.5、3.2p参照）。

## 46.2.公正価値で測定されない資産の公正価値測定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書では公正価値で測定していないが、本連結財務諸表注記で公正価値が開示されている非流動資産の公正価値ヒエラルキー・レベル別の分類は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日				2024年12月31日			
		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
不動産投資	23.1	5	-	-	5	6	-	-	6

## 46.3.金融負債クラスの公正価値測定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書において公正価値で測定する非流動及び流動の金融負債の公正価値ヒエラルキーのレベル別分類は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日							
		非流動負債				流動負債			
		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
債券及びその他の市場性のある有価証券	42.3	14	-	14	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ：	45	8	-	8	-	-	-	-	-
金利		8	-	8	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ：	45	142	15	38	89	299	128	171	-
金利		9	-	9	-	-	-	-	-
為替レート		7	-	7	-	45	-	45	-
エネルギー商品		126	15	22	89	254	128	126	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	45	35	27	2	6	215	184	31	-
為替レート		-	-	-	-	-	-	-	-
エネルギー商品		35	27	2	6	215	184	31	-
合計		199	42	62	95	514	312	2021年度	-

単位：百万ユーロ

	注記	2024年12月31日							
		非流動負債				流動負債			
		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
債券及びその他の市場性のある有価証券	42.3	14	-	14	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ：	45	16	-	16	-	-	-	-	-
金利		16	-	16	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ：	45	271	99	83	89	502	167	335	-
金利		20	-	20	-	-	-	-	-
為替レート		-	-	-	-	3	-	3	-
エネルギー商品		251	99	63	89	499	167	332	-
ヘッジ手段として指定されていないデリバティブ	45	49	22	27	-	154	84	70	-
為替レート		-	-	-	-	7	-	7	-
エネルギー商品		49	22	27	-	147	84	63	-
合計		350	121	140	89	656	251	405	-

2025年及び2024年には、前述の金融負債に関するレベルの移行はなかった。

#### 46.4.公正価値で測定されない金融負債の公正価値測定

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、連結財政状態計算書では公正価値で測定していないが、本連結財務諸表の注記において公正価値が開示されている非流動金融負債及び流動金融負債の公正価値ヒエラルキーのレベル別内訳は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	42.3	5,085	-	5,085	-
固定金利		1,584	-	1,584	-
変動金利		3,501	-	3,501	-
その他の金融債務	42.3	4,216	-	4,216	-
使用権を伴う金融債務		708	-	708	-
固定金利		708	-	708	-
その他		3,508	-	3,508	-
固定金利		3,506	-	3,506	-
変動金利		2	-	2	-
<b>非流動負債合計</b>		<b>9,301</b>	-	<b>9,301</b>	-
債券及びその他の市場性のある有価証券		350	-	350	-
変動金利		350	-	350	-
銀行借入金	42.3	597	-	597	-
固定金利		238	-	238	-
変動金利		359	-	359	-
その他の金融債務	42.3	308	-	308	-
使用権を伴う金融債務		88	-	88	-
固定金利		88	-	88	-
その他		220	-	220	-
固定金利		114	-	114	-
変動金利		106	-	106	-
<b>流動負債合計</b>		<b>1,255</b>	-	<b>1,255</b>	-

単位：百万ユーロ

	注記	2024年12月31日			
		公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	42.3	5,483	-	5,483	-
固定金利		1,775	-	1,775	-
変動金利		3,708	-	3,708	-
その他の金融債務	42.3	4,238	-	4,238	-
使用権を伴う金融債務		698	-	698	-
固定金利		698	-	698	-
その他		3,540	-	3,540	-
固定金利		3,527	-	3,527	-
変動金利		13	-	13	-
<b>非流動負債合計</b>		<b>9,721</b>	-	<b>9,721</b>	-
銀行借入金	42.3	675	-	675	-
固定金利		40	-	40	-
変動金利		635	-	635	-
その他の金融債務	42.3	215	-	215	-
使用権を伴う金融債務		86	-	86	-
固定金利		86	-	86	-
その他		129	-	129	-
固定金利		114	-	114	-
変動金利		15	-	15	-
<b>流動負債合計</b>		<b>890</b>	-	<b>890</b>	-

#### 46.5.公正価値ヒエラルキー・レベル3

エンデサは、一定量のエネルギーを一定価格で購入/販売することを約定する長期電力購入契約（PPA）を締結している（注記3.2g.5.2参照）。

2025年12月31日現在、これらの長期金融契約の主な特徴は以下のとおりである：

(1) 契約	契約エネルギー量 TWh	存続期間	会計処理
電力購入	1.36	2019年 - 2035年	純損益において変動する公正価値
電力購入	20.33	2020年 - 2035年	キャッシュ・フロー・ヘッジ
売電	14.80	2022年-2040年	キャッシュ・フロー・ヘッジ

(1) 市場価格で締結された仮想電力購入契約（VPPA）。

2025年12月31日現在及び2024年12月31日現在、レベル3に分類されたデリバティブの残高は、当該金融契約に相当する。

## 公正価値

2025年及び2024年において、レベル3の公正価値で測定されたデリバティブ金融商品の変動は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年	2024年
<b>期首残高</b>	<b>123</b>	<b>209</b>
連結損益計算書上の(損失)/利益	(6)	1
連結包括利益計算書上の(損失)/利益	(43)	(87)
<b>期末残高</b>	<b>74</b>	<b>123</b>

レベル3に分類されるデリバティブ金融商品の公正価値は、キャッシュ・フロー法を適用して決定している。これらのキャッシュ・フロー予測は、入手可能な市場情報に基づいて計算され、必要に応じて、これらの市場の機能を表すファンダメンタル・モデルから導き出された見積りによって補足される。

2025年12月31日現在、上記の仮定による予測可能なシナリオのいずれも、このレベルに分類される金融商品の公正価値の大幅な変動をもたらさない。

## 注記47.キャッシュ・フロー計算書

キャッシュ・フロー計算書は、継続事業及び非継続事業の両方から生じるキャッシュの変動を反映し、間接法を用いて計算される。

2025年12月31日現在、現金及び現金同等物は195百万ユーロ（2024年12月31日現在840百万ユーロ）である（注記34参照）。

エンデサの2024年及び2025年中の正味キャッシュ・フローを活動（営業、投資、財務）別に分類すると以下のとおりである：

百万ユーロ

	キャッシュ・フロー計算書	
	2025年	2024年
営業活動による正味キャッシュ・フロー	4,051	3,567
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(2,709)	(1,333)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(1,987)	(3,500)

2025年度には、営業活動によるキャッシュ・フロー（4,051百万ユーロ）と現金及び現金同等物の減少（645百万ユーロ）により、投資活動による正味キャッシュ・フロー（2,709百万ユーロ）と財務活動による正味キャッシュ・フロー（1,987百万ユーロ）をカバーすることができた。

## 47.1.営業活動による正味キャッシュ・フロー

2025年の営業活動による正味キャッシュ・フローは合計4,051百万ユーロ（2024年3,567百万ユーロ）となり、その詳細は以下のとおりである：

百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
税引前売上総利益/損失		2,915	2,589
純損益の調整：		3,299	3,033
固定資産の減価償却費及び減損損失	16	2,425	2,222
その他の純損益調整		874	811
運転資本の変動：		(776)	(733)
営業債権及びその他の債権		697	799
棚卸資産		(952)	(835)
流動金融資産		(122)	(6)
営業債務及びその他の流動負債 <sup>(1)</sup>		(399)	(691)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー		(1,387)	(1,322)
受取利息		46	113
受取配当金		8	10
支払利息 <sup>(2)</sup>		(374)	(547)
法人税		(869)	(629)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー <sup>(3)</sup>		(198)	(269)
<b>営業活動による正味キャッシュ・フロー</b>		<b>4,051</b>	<b>3,567</b>

(1) 2025年12月31日現在、82百万ユーロ（2024年12月31日現在64百万ユーロ）のサプライヤーへの支払管理（「確認」）のための金融機関との割引取引債務を含む。

(2) 2025年及び2024年において、使用権に対する金融債務の支払利息はそれぞれ42百万ユーロ及び43百万ユーロであった（注記22参照）。

(3) 引当金の支払いに対応する。

営業活動による正味キャッシュ・フローを決定する主な項目の増減は以下のとおりである：

項目	変動	
運転資本の変動	43百万ユーロ (5.9%増)	この項目の変遷は、以下のような影響による： ・ 売上債権及びその他の債権の回収の減少 (102百万ユーロ)。 ・ 棚卸資産に対する支払額の増加 (117百万ユーロ)。 ・ 主に、非半島領土 (NPT) における発電コスト超過に対する補償金 (149百万ユーロ) の徴収額の減少、及び再生可能エネルギーへの投資収益 (45百万ユーロ) に対応する支払額の増加を反映して、規制項目の正味支払額が116百万ユーロに増加した。一方、タリフの赤字に対する支払いは減少した (84百万ユーロ)。 ・ 営業負債及びその他の流動負債への支払いの減少 (292百万ユーロ)。2024年度のキャッシュ・フローには、長期液化天然ガス (LNG) 供給契約の価格見直しに関する仲裁の結果、総額515百万ユーロの裁定金の支払いが含まれている。

2025年中、当社は流動資産及び流動負債を管理する積極的な方針も継続し、特にプロセスの改善、ファクタリングによる回収、サプライヤー支払管理契約 (「確認」) に重点を置いた。

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、運転資本は以下の項目で構成されている：

百万ユーロ	注記	運転資本	
		2025年 12月31日	2024年 12月31日
流動資産 <sup>(1)</sup>		8,140	8,236
棚卸資産	32	2,050	1,831
営業債権及びその他の債権	33	4,701	4,878
配電事業による報酬		525	347
その他		4,176	4,531
顧客との契約から生じる流動資産	28	3	12
その他の流動金融資産	31	892	974
非半島領土 (NPT) における発電コスト超過の補償		474	247
規制活動から生じる収入不足に係る資金調達から生じる債権		300	201
その他		118	526
流動デリバティブ金融商品	45	494	541
流動負債 <sup>(2)</sup>		7,988	8,340
顧客との契約から生じる非流動負債	28	523	487
流動引当金	38	1,082	1,035
流動デリバティブ金融商品	45	514	656
その他の非流動金融負債	40	63	97
営業債務及びその他の流動負債	41	5,806	6,065
親会社からの配当金	36.1.10、36.1.12	519	529
その他		5,287	5,536

(1) 「現金及び現金同等物」は含まない。

(2) 「流動金融債務」は含まない。

## 47.2.投資活動による正味キャッシュ・フロー

2025年において、投資活動による正味キャッシュ・フローは2,709百万ユーロ (2024年1,333百万ユーロ) であり、これには特に以下のものが含まれる：

- 有形固定資産及び無形資産の取得による現金収支：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>有形固定資産及び無形資産の取得</b>		<b>(1,844)</b>	<b>(1,846)</b>
有形固定資産の取得 <sup>(1)</sup>	21.1、23	(1,622)	(1,622)
無形資産の取得	24.1	(385)	(380)
クライアントが提供する施設		135	105
固定資産のサプライヤー		28	51
<b>有形固定資産及び無形資産の処分</b>		<b>88</b>	<b>30</b>
投資活動から生じるその他の収入及び支出 <sup>(2)</sup>		140	195
<b>合計</b>		<b>(1,616)</b>	<b>(1,621)</b>

(1) 2025年12月31日現在で170百万ユーロ、2024年12月31日現在で55百万ユーロの使用権追加分を含まない。

(2) 補助金の受領及び顧客からの新規設置依頼による収入に対応する。

- グループ会社への投資及び/又は株式の処分に充当される現金収支：

百万ユーロ

	注記	2025年	2024年
<b>グループ会社への投資</b>	<b>7、8</b>	<b>(978)</b>	-
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. (「CETASA」) の62.5%取得 <sup>(1)</sup>		(29)	-
Sociedad E-Generación Hidráulica, S.L.U. の取得 <sup>(2)</sup>		(949)	-
<b>グループ会社持分の処分</b>		<b>13</b>	-
FV Santa María, S.L.U. の株式売却	7.1	1	-
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A. の株式売却	7.3、27.1	11	-
その他の処分	7.3、27.1	1	-
<b>合計</b>		<b>(965)</b>	-

(1) Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. (CETASA) の62.5%取得のための正味支払額で、支払総額43百万ユーロから被取得企業の「現金及びその他流動性同等物」14百万ユーロを差し引いた額に相当する。

(2) Sociedad E-Generación Hidráulica, S.L.U. の100%取得のための正味支払額。支払総額959百万ユーロから、被取得企業の現金及び現金同等物10百万ユーロを差し引いた金額。

## - その他の投資の取得及び/又は処分に適用される現金収支：

百万ユーロ			
	注記	2025年	2024年
<b>その他の投資による取得</b>		<b>(608)</b>	<b>(620)</b>
非配電事業から生じる報酬		(558)	(412)
その他の金融資産		(50)	(208)
<b>その他の投資の処分</b>		<b>480</b>	<b>908</b>
正味金融保証	29.1、31	246	869
その他の金融資産		234	39
<b>合計</b>		<b>(128)</b>	<b>288</b>

## 47.3.財務活動による正味キャッシュ・フロー

2025年において、財務活動に使用された正味キャッシュ・フローは1,987百万ユーロ（2024年3,500百万ユーロ）で、主に以下の項目を含む：

## - 資本性金融商品からのキャッシュ・フロー

単位：百万ユーロ			
	注記	2025年	2024年
<b>取得</b>		<b>(548)</b>	<b>(14)</b>
自己株式		(525)	-
Enel Green Power España, S.L.U. が直接的及び/又は間接的に保有する会社の株主からの拠出金	27.1	(5)	(7)
Endesa X Way, S.L. 株主からの拠出金	27.1	(3)	(6)
Bosa del Ebro, S.L.、Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A. 及び Tauste de Energia Distribuida, S.L. の非支配持分からの拠出金の返還。	36.2	-	(1)
Enel Green Power España Solar 1, S.L. からの少数株主持分の払戻し資金		(15)	-
<b>売却</b>		<b>193</b>	<b>849</b>
Enel Green Power España Solar 1, S.L. の少数株主持分49.99%の売却	7	-	849
EGPE Solar 2, S.L. の少数株主持分の49.99%を売却	7	181	-
Tejo Energia - Producao e Distribuicao de Energia Electrica, S.A. の減資	27.1	8	-
Enel Green Power España, S.L.U. が直接的及び/又は間接的に保有する会社の株主からのリターン	27.1	4	-
<b>合計</b>		<b>(355)</b>	<b>835</b>

## - 流動金融債務の償却及び借入：

単位：百万ユーロ			
	注記	2025年	2024年
銀行融資及びクレジット・ラインの取り崩し		-	225
欧州投資銀行（EIB）及び開発金融公庫（ICO）からの融資の取り崩し		-	575
その他の資金調達実行		9	18
その他の償却		(26)	(40)
<b>合計</b>	<b>42.3</b>	<b>(17)</b>	<b>778</b>

## - 流動金融債務の償却及び資金調達実行：

単位：百万ユーロ			
	注記	2025年	2024年
<b>取り崩し</b>			
ユーロ・コマーシャル・ペーパー（ECP）の発行	42.3	4,440	1,265
その他の金融負債		91	6
<b>償却</b>			
ユーロ・コマーシャル・ペーパー（ECP）の償還	42.3	(4,090)	(1,265)
Crédito Enel Finance International N.V. からのクレジット・ラインの返済	48.1.3	-	(3,000)
使用権契約の支払い		(84)	(81)
銀行ローン及びクレジット・ラインの償却		(300)	(777)
欧州投資銀行（EIB）及び開発金融公庫（ICO）からの借入金の償却		(204)	(178)
その他の金融負債		(8)	(11)
<b>合計</b>		<b>(155)</b>	<b>(4,041)</b>

## - 支払配当金：

単位：百万ユーロ			
	注記	2025年	2024年
親会社による配当金の支払い	36.1.10、36.1.12	(1,389)	(1,058)
非支配持分への配当金の支払い <sup>(1)</sup>		(71)	(14)
<b>合計</b>		<b>(1,460)</b>	<b>(1,072)</b>

(1) 主にEnel Green Power España, S.L.U.内の企業に関連するもの。

[前へ](#)

[次へ](#)

## 注記48.残高及び関連当事者取引

関連当事者とは、エンデサが直接的に又は複数の中間会社を通じて間接的に、支配権又は共同支配権を行使するか、重要な影響力を有する、又はエンデサの経営者の主要メンバーである当事者をいう。

エンデサの主要経営幹部とは、取締役会のメンバーを含め、直接的又は間接的にエンデサの活動を計画、指揮、統制する権限と責任を有する個人をいう。

関連当事者である当社と子会社及びジョイント・オペレーション企業との間の取引は、その内容及び条件から見て、当社の通常の事業過程の一部である。したがって、連結プロセスから除外されており、本注記には詳述されない。

本注記に含まれる情報の目的上、エンデサの連結財務諸表に含まれていないエネル・グループの全ての会社が当社の重要株主とみなされる。

取締役会の特定の構成員に関連する他の当事者との間で行われた取引の金額は、当社の通常の事業活動に対応しており、全ての場合において独立企業間原則に基づいて行われた。

関連当事者との取引は全て通常の市場取引条件で行われる。

この点に関して、エンデサの子会社が行う関連者間取引は、経済協力開発機構（OECD）のガイドライン、欧州連合（EU）の共同移転価格フォーラム、及びスペインの法人税法の規定に概説されている独立企業間原則を遵守している。

適用される規制及び勧告に従い、独立企業間原則の遵守を検証するための価格決定メソドロジーは、各取引の事実及び状況に基づき、独立した当事者が通常の市場条件下で合意したであろう条件で行われたことを確認しなければならない。

エンデサは、取引を取り巻く状況により必要と判断される場合には、税務当局と移転価格税制に関する事前確認（APA）を締結し、適用されるメソドロジーを確立することを推奨している。

### 48.1.支出及び収入、その他の取引

2025年及び2024年における関連当事者との残高及び取引は以下のとおりである：

#### 48.1.1.費用及び収益

単位：百万ユーロ

	2025年				合計
	主要株主	取締役及び経営幹部	エンデサの個人、会社又は事業体	その他の関連当事者	
金融費用	127	-	-	-	127
リース	-	-	-	-	-
受領したサービス	60	-	-	1	61
棚卸資産の購入	10	-	-	-	10
その他の費用	77	-	-	-	77
マネジメント又はコラボレーション契約	77	-	-	-	77
<b>費用合計</b>	<b>274</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>275</b>
金融収益	1	-	-	-	1
受取配当金	-	-	-	-	-
サービスの提供	5	-	-	-	5
棚卸資産の販売	259	-	-	-	259
その他の収益	4	-	-	-	4
マネジメント又はコラボレーション契約	3	-	-	-	3
リース	1	-	-	-	1
<b>収益合計</b>	<b>269</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>269</b>

単位：百万ユーロ

	2024年				合計
	主要株主	取締役及び経営幹部	エンデサの個人、会社又は事業体	その他の関連当事者	
金融費用	199	-	-	-	199
リース	-	-	-	-	-
受領したサービス	56	-	-	1	57
棚卸資産の購入	13	-	-	-	13
その他の費用	81	-	-	-	81
エネルギー商品から生じる金融商品に係る費用 <sup>(1)</sup>	15	-	-	-	15
電力購入	6	-	-	-	6
マネジメント又はコラボレーション契約	60	-	-	-	60
<b>費用合計</b>	<b>349</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>350</b>
金融収益	2	-	-	-	2
受取配当金	-	-	-	-	-
サービスの提供	5	-	-	-	5
棚卸資産の販売	216	-	-	-	216
その他の収益	22	-	-	-	22
エネルギー商品から生じる金融商品から生じる収益 <sup>(1)</sup>	17	-	-	-	17
エネルギー販売	-	-	-	-	-
マネジメント又はコラボレーション契約	3	-	-	-	3
リース	2	-	-	-	2
その他	-	-	-	-	-
<b>収益合計</b>	<b>245</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>245</b>

(1) 連結その他の包括利益計算書に計上されたプラス2百万ユーロを含む。

#### 48.1.2.その他の取引

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日				合計
		主要株主	取締役及び経営幹部	エンデサの個人、会社又は事業体	その他の関連当事者	
融資契約：融資及び出資（貸し手）		-	1	-	-	1
融資契約：融資及び出資（借り手）		6,022	-	-	-	6,022
Enel Finance International N.V. との間で正式決定及び実行された融資及びクレジット・ラインの残高	48.1.3	3,522	-	-	-	3,522
Enel Finance International N.V. とのコミットメントライン及び未使用の取消不能融資枠	42.4.1、48.1.3	2,500	-	-	-	2,500
提供した保証	48.3.1	-	8	-	-	8
提供された保証 <sup>(1)</sup>	32.3	117	-	-	-	117
履行されたコミットメント		4	-	-	-	4
配当及びその他の分配	36.1.10、36.1.12	974	1	-	-	975
その他の取引 <sup>(2)</sup>		21	-	-	55 <sup>(3)</sup>	76

(1) Corpus Christi Liquefaction, LLCからの液化天然ガス（LNG）購入契約の履行に対してEnel, S.p.Aから提供された保証を含む。

(2) 有形資産、無形資産、その他の資産の購入を含む。

(3) 2025年中のエンデサ従業員年金制度への支払いに対応する。

単位：百万ユーロ

	注記	2024年12月31日				合計
		主要株主	取締役及び経営幹部	エンデサの個人、会社又は事業体	その他の関連当事者	
融資契約：融資及び出資（貸し手）		-	1	-	-	1
融資契約：融資及び出資（借り手）		5,646	-	-	-	5,646
Enel Finance International N.V. との間で正式決定及び実行された融資及びクレジット・ラインの残高	48.1.3	3,521	-	-	-	3,521
Enel Finance International N.V. とのコミットメントライン及び未使用の取消不能融資枠	42.4.1、48.1.3	2,125	-	-	-	2,125
提供した保証	48.3.1	-	8	-	-	8
提供された保証 <sup>(1)</sup>	32.3	132	-	-	-	132
履行されたコミットメント		2	-	-	-	2
配当及びその他の分配	36.1.10、36.1.12	742	-	-	-	742
その他の取引 <sup>(2)</sup>		22	-	-	67 <sup>(3)</sup>	89

(1) Corpus Christi Liquefaction, LLCからの液化天然ガス（LNG）購入契約の履行に対してEnel, S.p.Aから提供された保証を含む。

(2) 有形資産、無形資産、その他の資産の購入を含む。

(3) 2024年中のエンデサ従業員年金制度への支払いに対応する。

2025年及び2024年において、取締役又は取締役を代行する者は、当社又はその他の子会社との間で、通常の業務過程外の取引又は市場取引以外の取引を行っていない。

### 48.1.3.期末残高

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、関連当事者との残高は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年12月31日						
		主要株主			取締役及び 経営幹部	エンデサの 個人、会社 又は事業体	その他の関 連当事者	合計
		Enel Iberia, S.L.U.	その他の重 要な株主	合計				
顧客及び営業債務者	33	115	38	153	-	-	153	
融資及び信用供与		1	-	1	1	-	2	
その他の債権 <sup>(1)</sup>		333	857	1,190	-	-	1,190	
<b>債方残高合計</b>		<b>449</b>	<b>895</b>	<b>1,344</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1,345</b>	
サプライヤー及び営業債権者		450 <sup>(2)</sup>	178	628	-	-	628	
貸付金及びその他の債権 <sup>(3)</sup>		-	3,522	3,522	-	-	3,522	
その他の支払債務 <sup>(1)</sup>		214	-	214	-	-	214	
<b>未払税金合計</b>		<b>664</b>	<b>3,700</b>	<b>4,364</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,364</b>	

(1) これらの項目は、Enel Iberia, S.L.U.がスペインで代表を務めるEnel, S.p.A.を親会社とする連結納税グループ番号572/10を構成するエンデサ・グループ会社からの売掛金及び買掛金をそれぞれ反映している（注記3.2n参照）。

(2) 主に、エンデサS.A.がEnel Iberia, S.L.U.に支払う中間配当371百万ユーロを含む（注記36.1.10、41参照）。

(3) Enel Finance International N.V. との間で正式契約及び利用されたローンの元帳残高及びクレジット・ラインを含む。

単位：百万ユーロ

	注記	2024年12月31日						
		主要株主			取締役及び 経営幹部	エンデサの 個人、会社 又は事業体	その他の関 連当事者	合計
		Enel Iberia, S.L.U.	その他の重 要な株主	合計				
顧客及び営業債務者	33	39	43	82	-	-	82	
融資及び信用供与		-	-	-	1	-	1	
その他の債権 <sup>(1)</sup>		261	3	264	-	-	264	
<b>債方残高合計</b>		<b>300</b>	<b>46</b>	<b>346</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>347</b>	
サプライヤー及び営業債権者		527 <sup>(2)</sup>	202	729	-	-	729	
貸付金及びその他の債権 <sup>(3)</sup>		-	3,521	3,521	-	-	3,521	
その他の支払債務 <sup>(1)</sup>		191	-	191	-	-	191	
<b>未払税金合計</b>		<b>718</b>	<b>3,723</b>	<b>4,441</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,441</b>	

(1) これらの項目は、Enel Iberia, S.L.U.がスペインで代表を務めるEnel, S.p.A.を親会社とする連結納税グループ番号572/10を構成するエンデサ・グループ会社からの売掛金及び買掛金をそれぞれ反映している。

(2) 主に、エンデサS.A.がEnel Iberia, S.L.U.に支払う371百万ユーロの最終配当を含む。

(3) Enel Finance International N.V. との間で正式契約及び利用されたローンの元帳残高及びクレジット・ラインを含む。

### Enel Finance International N.V.

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサのEnel Finance International N.V. との非流動及び流動金融債務の額面価額は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	2025年 12月31日			2024年 12月31日			取引条件	満期
	制限	非流動	流動	制限	非流動	流動		
Enel Finance International N.V. とのクレジット・ライン <sup>(1)</sup>	1,500	-	-	-	-	-	マージン76.5bps、コミットメント・フィー17.6bps。	2030年5月9日
Enel Finance International N.V. とのクレジット・ライン <sup>(1)</sup>	-	-	-	1,125	-	-	マージン134bps、コミットメント・フィー23bps。	2025年5月9日
Enel Finance International N.V. とのクレジット・ライン <sup>(1)</sup>	1,000	-	-	1,000	-	-	マージン63bps、コミットメント・フィー20bps。	2028年5月28日
Enel Finance International N.V. とのグループ内融資	1,650	1,650	-	1,650	1,650	-	固定金利2.017%	2027年5月13日
Enel Finance International N.V. とのグループ内融資	1,875	1,875	-	1,875	1,875	-	固定金利4.263%	2028年5月4日
<b>合計</b>	<b>6,025</b>	<b>3,525</b>	<b>-</b>	<b>5,650</b>	<b>3,525</b>	<b>-</b>		

(1) 約定され取消不能なクレジット・ライン（注記42.4.1参照）。

### 48.2.関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション企業

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、販売及びサービス提供による顧客、並びに関連会社、ジョイント・ベンチャー及びジョイント・オペレーション企業に対する貸付及び保証に関する情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	関連会社		ジョイント・ベンチャー		ジョイント・オペレーション	
		2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
販売及びサービスによる売上債権	33	6	4	-	-	1	1
クレジット	29.1、 42.1.1	61	62	9	4	7	8
保証		-	-	-	-	-	-

2025年及び2024年において、連結過程で消去されなかった関連会社、ジョイント・ベンチャー及びジョイント・オペレーション企業との取引が含まれる：

単位：百万ユーロ

	関連会社		ジョイント・ベンチャー		ジョイント・オペレーション	
	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日	2025年 12月31日	2024年 12月31日
収益	10	8	2	2	5	6
費用	(11)	(5)	(28)	(27)	(40)	(44)

## 48.3.取締役及び経営幹部

### 48.3.1.取締役会の報酬

定款第40条において、以下のように定められている。

「取締役としての報酬は、月額固定報酬及び当社の統治機関及びその委員会の各会期における出席手当から構成される。

前述の項目を含む取締役会全体に対する報酬は、株主総会で決定されたとおりとし、株主総会がその改定を決定するまで有効とする。

毎年の具体的な支給額については、株主総会で定められた上限の範囲内で取締役会が決定し、各取締役の職務・責任、取締役会委員会への所属状況、その他取締役会が適切と認める客観的要素を踏まえて、各報酬項目及び各取締役への配分を裁量により決定する。

また、出席手当の額は、月額固定報酬として前各項により決定された額を超えないものとする。取締役会は、この限度額の範囲内で、使用料の額を決定することができる。

取締役会のメンバーであることから発生する前セクションの報酬は、適用される法的枠組みに従う取締役としての監督及び集団的意思決定の職務とは別に、取締役が会社のために行うその他の執行、顧問、又は代表的な役割に対して取締役が権利を有する、他の形態の報酬、報酬、社会保障制度への拠出、又はその他の職務上又は雇用関連の報酬項目と両立するものとする。

上記の報酬に加え、執行取締役の報酬には株式報酬、ストック・オプション、又は株式価値に連動する金額が含まれる場合がある。この報酬制度の実施には株主総会の承認が必要であり、この報酬制度に基づき毎年割り当てられる株式数の上限、新株予約権の行使価額又は行使価額の算定方法、参照として使用される株式の価値（該当する場合）、本プランの期間、その他適切とみなされる条件が指定される。」

エンデサS.A.の取締役会のメンバーは、当社の取締役として報酬を受領している：

- 2025年及び2024年における各取締役の月額固定報酬は総額15.6千ユーロである。
- 取締役会、任命・報酬委員会（ARC）、監査・コンプライアンス委員会（ACC）、サステナビリティ・ガバナンス委員会の会合出席に対する報酬は、2025年及び2024年について、それぞれ総額1.5千ユーロであった。
- 取締役会メンバーに定められた報酬のほか、指定された役職に対して以下の報酬基準が定められている：
  - 取締役会の非執行取締役会会長には、（他の取締役会メンバーの月額固定報酬15.6千ユーロの代わりに）総額50千ユーロの月額固定報酬が支給される。
  - 監査・コンプライアンス委員会（ACC）委員長：2025年には月額5千ユーロ、2024年には月額5千ユーロの固定手当が支給される（委員としての月額固定手当に加えて）。
  - 指名・報酬委員会及びサステナビリティ・コーポレートガバナンス委員会の委員長には、（委員としての月額固定報酬に加えて）2025年には総額3千ユーロ、2024年には総額3千ユーロの月額固定報酬が支給される。
- さらに、取締役会のメンバーである執行取締役には、取締役以外の職務を遂行するために、エンデサの上級管理職の給与体系に従った報酬が支給されており、その主な項目は以下のとおりである：
  - 年間固定報酬：与えられた職務の複雑さと責任に連動した月額現金報酬。
  - 短期変動報酬：会社の確立された評価システムにより決定される年間目標の達成を条件とする無保証の現金報酬。

長期変動報酬：複数年ごとの目標達成を条件とする無保証の現金報酬及び株式報酬。

従業員給付：自発的、法的、契約上、又は慣例的に決定された特定の要件又は特別な条件の下で受け取る、通常は非金銭的な報酬。

## 取締役の報酬

2025年及び2024年に支払われた取締役の報酬は以下のとおりである：

単位：千ユーロ

報酬項目	取締役	
	2025年	2024年
取締役会及び又は委員会に所属する者の報酬	2,130	2,138
給与	1,000	1,000
現金による変動報酬	882 <sup>(1)</sup>	798 <sup>(2)</sup>
株式報酬制度	397 <sup>(3)</sup>	311 <sup>(4)</sup>
長期貯蓄制度	2	14
その他の項目 <sup>(5)</sup>	153	156
<b>合計</b>	<b>4,564</b>	<b>4,417</b>

- (1) 短期変動報酬に相当し、2023-2025年、2024-2026年、2025-2027年インセンティブ・プランに関連する長期変動報酬の3分の1に相当する。2024年における連結ベースの支払総額は1,068千ユーロであり、その内訳は短期インセンティブ報酬639千ユーロ及び長期インセンティブ報酬429千ユーロとなっている。2025年には、2021-2023年戦略的インセンティブの70%（181千ユーロ）の実質的な支払いが、2022-2024年戦略的インセンティブの30%（248千ユーロ）の支払いの権利とともに連結された。この戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（278千ユーロ）と株式ベースの支払要素があり、この支払要素に基づき5,799株が交付され、その結果、総利益は151千ユーロとなった。
- (2) 短期変動報酬に相当し、2022-2024年、2023-2025年、2024-2026年戦略的インセンティブ・プランに関連する長期変動報酬の3分の1に相当する。2024年における連結ベースの支払総額は845千ユーロであり、その内訳は短期インセンティブ報酬499千ユーロ及び長期インセンティブ報酬346千ユーロとなっている。2024年には、2020-2022年戦略的インセンティブの70%（289千ユーロ）の実質的な支払いが、2021-2023年戦略的インセンティブの30%（57千ユーロ）の支払いの権利とともに連結された。この戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（239千ユーロ）と株式ベースの支払要素があり、この支払要素に基づき5,567株が交付され、107千ユーロの利益総額となった。
- (3) 2023-2025年、2024-2026年、2025-2027年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の長期変動報酬に相当する。
- (4) 2022-2024年、2023-2025年、2024-2026年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の長期変動報酬に相当する。
- (5) (5)現物支給及び生命保険を含む。

## 取締役会及び又は委員会への所属に対する報酬、給与、出席手当

2025年及び2024年における取締役の年間金銭報酬は、それぞれの役職に基づき、以下のとおりである：

単位：千ユーロ

	2025年			2024年		
	取締役会及び又は委員会に所属する者の報酬	出席手当 <sup>(3)</sup>	給与	取締役会及び又は委員会に所属する者の報酬	出席手当 <sup>(3)</sup>	給与
Juan Sánchez-Calero Guilarte氏	636	27	-	636	27	-
Flavio Cattaneo氏	-	-	-	-	-	-
José Damián Bogas Gálvez氏	-	-	1,000	-	-	1,000
Guillermo Alonso Olarra <sup>(2)</sup> 氏	188	35	-	129	20	-
Stefano de Angelis氏	-	-	-	-	-	-
Gianni Vittorio Armani氏	-	-	-	-	-	-
Eugenia Bieto Caubet氏	188	45	-	188	50	-
Elisabetta Colacchia <sup>(2)</sup> 氏	-	-	-	-	-	-
Ignacio Garralda Ruiz de Velasco氏	248	35	-	238	39	-
Pilar González de Frutos氏	188	42	-	188	48	-
Francesca Gostinelli氏	-	-	-	-	-	-
Alicia Koplowitz y Romero de Juseu <sup>(1)</sup> 氏	-	-	-	59	5	-
Francisco de Lacerda氏	224	44	-	234	47	-
Michela Mossini <sup>(2)</sup> 氏	-	-	-	-	-	-
Cristina de Parias Halcón氏	188	42	-	188	42	-
<b>合計</b>	<b>1,860</b>	<b>270</b>	<b>1,000</b>	<b>1,860</b>	<b>278</b>	<b>1,000</b>

(1) 2024年4月23日に退任

(2) 2024年4月24日に就任

(3) 取締役会及び委員会の各セッションへの出席手当。

## 現金による変動報酬

2025年及び2024年において、最高経営責任者が執行職務を遂行する際の変動報酬は以下のとおりである：

単位：千ユーロ

	2025年		2024年	
	流動	長期	流動	長期
José Damián Bogas Gálvez氏	639	243	499	299
<b>合計</b>	<b>639</b>	<b>243<sup>(1)</sup></b>	<b>499</b>	<b>299<sup>(2)</sup></b>

- (1) 2023-2025年、2024-2026年、2025-2027年戦略的インセンティブ・プランの3分の1に相当する長期変動現金報酬。2025年度の連結支払額は429千ユーロに達し、これは2021-2023年度ロイヤリティ・プランの70%相当額（181千ユーロ）及び2022-2024年度戦略的インセンティブ・プランの30%相当額（248千ユーロ）を支払う権利に相当する。これらの戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（278千ユーロ）と株式ベースの支払要素があり、この支払要素に基づき5,567株が交付され、その結果、総利益は151千ユーロとなった。
- (2) 2022-2024年、2023-2025年、2024-2026年戦略的インセンティブ・プランの3分の1に相当する長期変動現金報酬。2024年度の連結支払額は346千ユーロに達し、これは2020-2022年度ロイヤリティ・プランの70%相当額（145千ユーロ）及び2021-2023年度戦略的インセンティブ・プランの30%相当額を支払う権利に相当する。これらの戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（145千ユーロ）と株式ベースの支払要素があり、この支払要素に基づき5,567株が交付され、その結果、総利益は107千ユーロとなった。

## 長期貯蓄制度

2025年度の執行取締役の年金基金及び年金制度への拠出額は総2千ユーロ（2024年度は総額14千ユーロ）であった。

## その他の項目

会長及び執行取締役は、エンデサの取締役報酬方針に従い、現物報酬として、特に、保険契約者及び扶養家族の保険料を100%補助する団体健康保険、リース契約に基づく社用車の割り当て、執行取締役の場合はその他の従業員手当及び出席手当を設定している。

## 生命保険及び損害保険料

執行取締役は、会社を通じて生命保険及び損害保険に加入しており、当該保険は、問題の不測の事態に応じて一定の金額及び/又は年金を保証している（障害給付及び死亡給付）。

2025年の保険料総額は77千ユーロであった（2024年は84千ユーロ）。

## 立替金及び貸付金

2025年12月31日現在、執行取締役は平均利率2.975%の総額230千ユーロの借入金（2024年12月31日現在、総額230千ユーロ、平均利率4.121%）、及び総額421千ユーロの無利息借入金（2024年12月31日現在、総額421千ユーロ）を有している（利子補給は現物報酬とみなされる）（注記48.1.2参照）。

## 年金基金及び年金制度：未払給付金

2025年12月31日現在、執行取締役は年金基金及び年金制度において総額15,180千ユーロの未収権利を有している（2024年12月31日現在、総額14,707千ユーロ）。

## 当社が執行取締役に付与した保証

2025年12月31日現在、報酬に関して、当社は最高経営責任者の早期退職の権利を確保するため、7,787千ユーロ（2024年12月31日現在、7,575千ユーロ）の保証を差し入れている（注記48.1.2、48.3.3参照）。

## 48.3.2. 上級管理職の報酬

上級管理職のうち執行取締役を兼務しないメンバーの識別。

名前	上級管理職2025年度	
	(1) 職位	
Francisco de Borja Acha Besga氏	取締役会事務総長兼ゼネラルマネージャー - 法務・企業関連コンサルタント業務	
Pablo Azcoitia Lorente <sup>(6)</sup> 氏	不動産・一般サービス担当ゼネラルマネージャー	
Paolo Bondi氏	人事・組織担当ゼネラルマネージャー	
Gonzalo Carbó de Haya氏	原子力部門ゼネラルマネージャー	
José Casas Marín氏	制度・規制・持続可能性担当ゼネラルマネージャー	
Davide Ciciliato氏	商業化担当ゼネラルマネージャー	
Patricia Fernández Salís <sup>(5)</sup> 氏	監査担当ゼネラルマネージャー	
Juan Antonio Garrido Rodríguez <sup>(3)</sup> 氏	ICTデジタルソリューション担当ゼネラルマネージャー	
Rafael González Sánchez氏	発電部門ゼネラルマネージャー	
María Lacasa Marquina氏	コミュニケーション担当ゼネラルマネージャー	
María Malaxechevarría Grande <sup>(4)</sup> 氏	サステナビリティ担当ゼネラルマネージャー	
Manuel Fernando Marín Guzmán <sup>(2)</sup> 氏	ICTデジタルソリューション担当ゼネラルマネージャー	
Ignacio Mateo Montoya氏	調達担当ゼネラルマネージャー	
Juan María Moreno Mellado氏	エネルギー管理担当ゼネラルマネージャー	
Marco Palermo氏	総務・財務・管理担当ゼネラルマネージャー	
Florencio José Retortillo Rodríguez <sup>(7)</sup> 氏	セキュリティ担当ゼネラルマネージャー	
José Manuel Revuelta Mediavilla氏	インフラストラクチャー・ネットワーク担当ゼネラルマネージャー	

(1) この表に含まれる人物のリストは、2013年6月12日付スペイン国家証券市場委員会（CNMV）通達5/2013で定められた上級管理職の定義に対応している。

(2) 2025年4月30日付辞任。

(3) 2025年6月1日入社。

(4) 2025年9月30日付辞任。

(5) Ms Patricia Fernández Salísは、2026年1月1日付でMr Eugenio Belinchón Güetoに監査担当ゼネラルマネージャーを交代した。

(6) Mr. Pablo Azcoitia Lorenteは、2026年1月1日付で、Ms. Patricia Fernández Salísに不動産・一般サービス担当ゼネラル・マネージャーの職を交代した。

(7) Mr Florencio Retortillo Rodríguezは、2026年2月1日付でMr Miguel Ángel García Lópezにセキュリティ担当ゼネラルマネージャーを交代した。

上級管理職2024年度	
名前	職位 <sup>(1)</sup>
Francisco de Borja Acha Besga氏	取締役会事務総長兼ゼネラルマネージャー・法務・企業関連コンサルタント業務
Pablo Azcoitia Lorente氏	不動産・一般サービス担当ゼネラルマネージャー
Paolo Bondi氏	人事・組織担当ゼネラルマネージャー
Gonzalo Carbó de Haya氏	原子力部門ゼネラルマネージャー
José Casas Marín氏	制度・規制担当ゼネラルマネージャー
Davide Ciciliato <sup>(6)</sup> 氏	商業化担当ゼネラルマネージャー
Patricia Fernández Salis氏	監査担当ゼネラルマネージャー
Rafael González Sánchez氏	発電部門ゼネラルマネージャー
Ignacio Jiménez Soler <sup>(4)</sup> 氏	コミュニケーション担当ゼネラルマネージャー
María Lacasa Marquina <sup>(3)</sup> 氏	コミュニケーション担当ゼネラルマネージャー
María Malaxechevarría Grande氏	サステナビリティ担当ゼネラルマネージャー
Manuel Fernando Marín Guzmán氏	ICTデジタルソリューション担当ゼネラルマネージャー
Ignacio Mateo Montoya氏	調達担当ゼネラルマネージャー
Juan María Moreno Mellado氏	エネルギー管理担当ゼネラルマネージャー
Marco Palermo氏	総務・財務・管理担当ゼネラルマネージャー
Florencio José Retortillo Rodríguez <sup>(6)</sup> 氏	セキュリティ担当ゼネラルマネージャー
José Manuel Revuelta Mediavilla氏	インフラストラクチャー・ネットワーク担当ゼネラルマネージャー
Javier Uriarte Monereo <sup>(2)</sup> 氏	商業化担当ゼネラルマネージャー

(1) この表に含まれる人物のリストは、2013年6月12日付スペイン国家証券市場委員会（CNMV）通達5/2013で定められた上級管理職の定義に対応している。

(2) 2024年5月31日付辞任。

(3) 2024年7月1日付就任

(4) 2024年6月30日付辞任。

(5) 2024年6月1日付就任

(6) 2024年7月1日付就任

## 上級管理職の報酬

2025年及び2024年において、執行取締役を兼務しない上級管理職の報酬は以下のとおりである：

単位：千ユーロ

	報酬			
	社内		エンデサ・グループ会社の取締役会メンバーとしての報酬	
	2025年	2024年	2025年	2024年
固定報酬	5,231 <sup>(1)</sup>	5,287 <sup>(2)</sup>	-	-
変動報酬	3,521 <sup>(3)</sup>	3,677 <sup>(4)</sup>	-	-
出席手当	-	-	-	-
法定給付	-	-	-	-
ストック・オプション及びその他の金融商品	1,159 <sup>(5)</sup>	1,164 <sup>(6)</sup>	-	-
その他	392 <sup>(7)</sup>	3,744 <sup>(7)</sup>	-	-
<b>合計</b>	<b>10,303</b>	<b>13,872</b>	-	-

(1) 上級管理職が受け取る報酬には、柔軟な報酬制度に基づく株式購入割引に関連する金額120千ユーロ及び社員食堂に対応する割引4千ユーロが含まれる。

(2) 上級管理職が受け取る報酬には、柔軟な報酬制度に基づく株式購入割引84千ユーロ及び社員食堂割引6千ユーロが含まれる。

(3) 短期変動報酬に相当し、2023-2025年、2024-2026年、2025-2027年戦略的インセンティブ・プランに関連する長期変動報酬の3分の1に相当する。2023年における連結ベースの支払総額は3,806千ユーロであり、その内訳は短期インセンティブ報酬2,342千ユーロ及び長期インセンティブ報酬1,464千ユーロである。2025年には、2021-2023年戦略的インセンティブ・プランの70%の有効支払と、2022-2024年戦略的インセンティブ・プランの30%の支払権利が統合された。

(4) 短期変動報酬に相当し、2023-2025年、2024-2026年戦略的インセンティブ・プランに関連する長期変動報酬の3分の1に相当する。2024年における連結ベースの支払総額は3,591千ユーロであり、その内訳は短期インセンティブ報酬2,456千ユーロ及び長期インセンティブ報酬1,135千ユーロである。2024年には、2020-2022年戦略的インセンティブ・プランの70%の有効支払いと、2021-2023年戦略的インセンティブ・プランの30%の支払い権利が統合された。

(5) 2023-2025年、2024-2026年、2025-2027年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の長期変動報酬に相当する。

(6) 2022-2024年、2023-2025年、2024-2026年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の長期変動報酬に相当する。

(7) その他の項目には、現物支給及び退職金が含まれる。

単位：千ユーロ

	その他の給付			
	社内		エンデサ・グループ会社の取締役会メンバーとしての報酬	
	2025年	2024年	2025年	2024年
立替	554	540	-	-
付与した貸付金	-	-	-	-
年金基金及び年金制度拠出金	705	692	-	-
年金基金及び年金制度未払給付金	17,862	15,781	-	-
生命保険及び損害保険料	133	189	-	-

## 当社が上級管理職に付与した保証

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、報酬に関して、当社は執行取締役を兼務しない上級管理職に対して保証を発行していない。

### 48.3.3.保証条項：取締役及び上級管理者

#### 解雇又は支配権変更の場合の保証条項

これらの条項は、指名・報酬委員会（ARC）の報告書に基づき取締役会によって承認されたもので、雇用終了時の補償や契約後の競業禁止義務契約などに対応している。

最高経営責任者の契約には退職金は規定されていない。ただし、最高経営責任者がその職を退任した場合、最高経営責任者への任命時に停止されていた上級管理職としての従前の雇用契約は自動的に終了する。この場合、Mr José Damián Bogas Gálvezは、上級管理職としての雇用を終了した時点で、7,787千ユーロの純支払を受ける権利を有する。この金額は、本人が受け取った総報酬から、個人所得税（Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas - IRPF）及び該当する場合は支払日に適用される社会保障費を差し引いたものである。この金額は、前年の消費者物価指数（CPI）に基づいてインフレ調整される。

この報酬は、取締役としての雇用の終了によって発生する可能性のある他の補償金とは両立しない。この純額7,787千ユーロには、最高経営責任者の上級管理職契約に規定されている退職後2年間の競業禁止義務契約の対価が含まれている。

この補償又は保証報酬は、最高経営責任者（CEO）の確定給付貯蓄制度に適合している。死亡又は退職の場合の解雇は、保証報酬に対するCEO又はその譲受人の権利が認められる。

このような解雇条項は上級管理職やその他の管理職には珍しいが、存在する場合は、標準的な雇用契約でカバーされる状況に類似した内容となっている。

これらの条項には以下のような規定がある：

条項	用語
解雇	<ul style="list-style-type: none"> <li>双方合意による：場合により年間報酬の1～3倍の報酬。エンデサの2024年から2027年までの取締役報酬方針では、新任の上級管理職及び執行取締役に対する解雇手当の上限を定めている。この限度額は、年間未払報酬総額の2年分に相当し、これには、長期貯蓄制度及び退職後競業禁止義務契約に基づく支払いから統合されていない金額が含まれる。いずれの場合も、同じ条件で執行取締役との契約に適用される。</li> <li>管理職の単独での決定による：ただし、退職の原因が、会社の義務に対する重大かつ重大な違反、職務と責任の大幅な軽減（推定解雇）、支配権の変更、又は1985年8月1日付勅令1382/1985に規定される退職金支給のその他の理由による場合を除き、補償を受ける権利はない。</li> <li>会社の決定による：補償内容については、第1項で述べたとおり。</li> <li>管理職の職務遂行上の重大な不正行為及び犯罪行為に基づく当社の決定によるもの：補償を受ける権利はない。</li> </ul> <p>これらの条件は、既存の雇用関係の変更又は上級管理職の早期退職による解雇から生じる条件に代わるものである。</p>
契約後の競業禁止義務契約	<ul style="list-style-type: none"> <li>大半の契約において、退任する上級管理職は、契約終了後2年間はエンデサと競合するいかなる活動にも従事しないことが求められ、それと引き換えに最大1年分の固定報酬を受け取る権利を有する。</li> </ul>

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、11名の執行取締役及び上級管理職が契約に保証条項を付している。

#### 48.3.4.取締役会に関するその他の開示

上場公開企業の透明性を高めるため、取締役は、知る限りにおいて、エンデサの企業目的と同一、類似、又は補充的な事業活動を行う企業の資本において、取締役及びその関連当事者が保有する直接的又は間接的な株式を開示している。また、それらの会社における地位や職務についての開示は以下のとおりである：

2025年12月31日				
取締役氏名	会社の税務ID又はVAT番号	会社名	保有率（％）	役職
Flavio Cattaneo氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.02852455	最高経営責任者兼ゼネラルマネージャー
Flavio Cattaneo氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	会長
José Damián Bogas Gálvez氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	取締役
Stefano de Angelis氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	総務・財務・管理部門マネージャー
Gianni Vittorio Armani氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids & Innovation取締役
Gianni Vittorio Armani氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids S.r.l.の一人取締役
Francesca Gostinelli氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00034156	Enel Commercial取締役
Michela Mossini氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00005312	最高経営責任者室戦略・持続可能性担当取締役
Elisabetta Colacchia氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00010525	人事・組織担当取締役

2024年12月31日				
取締役氏名	会社の税務ID又はVAT番号	会社名	保有率（％）	役職
Flavio Cattaneo氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.02852455	最高経営責任者兼ゼネラルマネージャー
Flavio Cattaneo氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	会長
José Damián Bogas Gálvez氏	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	取締役
Stefano de Angelis氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	総務・財務・管理部門マネージャー
Gianni Vittorio Armani氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids, S.r.l. 取締役
Gianni Vittorio Armani氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids S.r.l.の一人取締役
Francesca Gostinelli氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00030761	エネルギー部門グローバルヘッド
Michela Mossini氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00005312	最高経営責任者室長兼戦略担当マネージャー
Elisabetta Colacchia氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00010525	人事・組織担当取締役

会社法第229条に基づき、2025年度においては、金融取引2件及び保険取引3件に関連して、計5件の利益相反事案が発生した旨が報告されている。当該取締役は、当該取引の相手先企業の取締役としての立場にあることから、取締役会における当該議案の審議及び決議には参加していない。

ジェンダーの多様性：2025年12月31日及び2024年12月31日現在、エンデサS.A.の取締役会は14名の取締役で構成され、うち6名が女性である。

2025年及び2024年、当社は取締役及び上級管理職に対して、それぞれ総額1,613千ユーロ及び1,726千ユーロの第三者賠償責任保険を付保した。当該保険は当社の取締役及び経営責任を有する従業員の双方を付保している。

2025年及び2024年において、取締役の作為又は不作為に起因する損害で、取締役が当社を通じて保有する民事賠償責任保険料の使用を必要とするものはなかった。

#### 48.3.5.エンデサS.A.の株価に連動する株式報酬制度

エンデサの長期変動報酬制度は、いわゆる「戦略的インセンティブ・プラン」として知られる長期報酬制度に基づいており、第一義的にグループの戦略目標の達成においてより大きな責任を担う従業員のコミットメントを強化することを目的としている。これらの制度は、毎年新たに開始される連続した3カ年プログラムによって構成されている。2014年以降、本制度は、支給の繰り延べと、その清算日に役員が現役であることを要件とすることを予見しており、支給は2日に分けて行われる。インセンティブの30%はプラン終了の翌年に支払われ、残りの70%は（該当する場合には）プラン終了の2年後に支払われる。

戦略的インセンティブの付与期間終了後は、退職、有期契約の終了又は死亡の場合に限り支給権が発生し、その場合、所定の時期に支払われる。発生期間が終了していない戦略的インセンティブ・プランについては、定年退職又は有期契約の終了による離職について行使条件が満たされた場合、契約関係が終了した日まで、「比例配分」されたインセンティブの基本額に相当する金額のみが割り当てられる。

#### 2023年 2025年戦略的インセンティブ・プラン

2023年4月28日、エンデサS.A.の定時株主総会は、「2023-2025年戦略的インセンティブ・プラン」として知られる長期変動報酬制度を承認した。このプランの主な目的は、エンデサS.A.の執行取締役を含む、より大きな責任を負う地位にある者に対し、戦略計画の持続的遂行への貢献に対する報酬を与えることである。当該プランの主な特徴は以下の通りである。

	主な特徴
	<ul style="list-style-type: none"> <li>業績評価期間は2023年1月1日から3年間である。</li> </ul>
2023年 2025年戦略的インセンティブ・プラン	<ul style="list-style-type: none"> <li>このインセンティブは、(i) Endesa, S.A. の普通株式数、及び(ii) プランに基づく条件及び変更の可能性にしたがって、「目標」基本インセンティブを基準とした金銭、を受け取る権利で構成されるインセンティブの割り当てを規定する。</li> <li>同プランでは、支払いを繰り延べることを予期している：インセンティブの30%はプラン終了の翌年に支払われ、残りの70%は（該当する場合には）プラン終了の2年後に支払われる。</li> </ul>

未払インセンティブ総額に関して、本プランは「目標」基本インセンティブの最大65%を全て株式で支払うことを規定している。

支払われる金額は、発生したインセンティブ総額と株式で支払われる部分との差額として計算される。

したがって、「2023-2025年戦略的インセンティブ・プラン」の発生は、2023年1月1日から3年間の業績期間中に4つの目標を達成することに連動する：

	目的	重みづけ
2023年-2025年戦略的インセンティブの発生	1. 同業他社グループの基準点として選択されたEurostoxx Utilities指標の平均株式総利益率（TSR）のパフォーマンスに関連する当社の平均TSRのパフォーマンス。	50%
	2. 投下資本利益率（ROIC） <sup>(1)</sup> の目標値は、税効果控除前の通常営業利益（NOPAT） <sup>(2)</sup> と平均純投下資本（平均NIC） <sup>(3)</sup> との関係に基づき算出される指標から、加重平均資本コスト（WACC）を控除したものと表される。	30%
	3. スペインとボルトガルにおけるエンデサの二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出量を2025年までに削減（注5.1参照）する。	10%
	4. 2025年の経営者後継者計画における女性の割合。	10%

(1) 「投下資本利益率（ROIC）」（%）= 税引前経常営業利益（税引前経常EBIT）/ 平均純投下資本（平均NIC）。

(2) 税効果を除く通常営業利益（税効果控除後経常EBIT（百万ユーロ））= 予算外の税引後特別効果を調整した営業利益（EBIT）。

(3) 平均純投資資本（平均NIC）（百万ユーロ）= （（資本 + 純金融債務）<sub>n</sub> + （資本 + 純金融債務）<sub>n-1</sub>）/ 2。

各目標には、目標が達成されたときみなされる基準レベルと、2つの超過達成レベルが設定される。最初のレベルを超えると150%に相当し、2番目のレベルを超えると最大180%の達成に相当する。したがって、変動報酬の水準は基本インセンティブの0%から180%となる。

## 2024年 2026年戦略的インセンティブ・プラン

2024年4月24日、当社の定時株主総会は、「2024年 2026年戦略的インセンティブ・プラン」として知られる長期の変動報酬制度を承認した。

本プランの目的及び特徴は、前セクションで説明した「2023-2025年戦略的インセンティブ・プラン」と同一であるが、相違点は、実績期間及びその発生に連動する目標である。

したがって、「2024-2026年戦略的インセンティブ・プラン」の発生は、2024年1月1日から3年間の業績期間中に4つの目標を達成することに連動する：

目的	重みづけ
1. 2024年から2026年の期間における、同業他社のベンチマークとして選択されたEuroStoxx Utilities指数の平均「株主総利回り (TSR <sup>(1)</sup> )」に対するエンデサS.A.の平均TSR <sup>(1)</sup> のパフォーマンス。	45%
2. ROIC目標 (投下資本利益率) <sup>(1)</sup> - WACC (加重平均資本コスト) <sup>(2)</sup> は、NOPAT (税効果控除後経常利益) <sup>(3)</sup> と平均正味投下資本 (NIC) <sup>(4)</sup> からWACCを差し引いた比率で表される。	30%
3. 二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> ) 排出量の削減：スペイン半島の電力系統の熟格差の推移に基づき、2026年のエンデサのCO <sub>2</sub> 排出量 (gCO <sub>2</sub> /kWh) を削減する (注5.1参照)。	15%
4. 2026年までに管理職及び中間管理職の総数に占める女性管理職及び中間管理職の割合。	10%

(1) 「総株主利益率」(TSR) = (終値-当初株価) + その年に支払われ、配当支払い時に同じ証券に再投資された配当総額。

(2) 投下資本利益率 (ROIC) (%) = 税引前経常営業利益 (税引前経常EBIT) / 平均純投下資本 (平均NIC)。

(3) 税効果控除後経常営業利益 (税効果控除後経常EBIT (百万ユーロ)) = 営業利益 (EBIT)。

(4) 平均純投資資本 (平均NIC) (百万ユーロ) = ((資本 + 純金融債務) n + (資本 + 純金融債務) n-1) / 2。

## 2025年 2027年戦略的インセンティブ・プラン

2025年4月29日、エンデサS.A.の定時株主総会は、「2025年 2027年戦略的インセンティブ・プラン」として知られる長期の変動報酬制度を承認した。

本プランの目的及び特徴は、前セクションに記載した「2023-2025年戦略的インセンティブ・プラン」及び「2024-2026年戦略的インセンティブ・プラン」と同一であるが、相違点は、業績期間及びその発生に連動する目標である。

上記に従い、「2025-2027年戦略的インセンティブ・プラン」は、2025年1月1日から3年間の業績期間中に5つの目標を達成することに連動する：

目的	重みづけ
1. 2025年から2027年の期間における、同業他社のベンチマークとして選択されたEuroStoxx Utilities指数の平均「株主総利回り (TSR <sup>(1)</sup> )」に対するエンデサS.A.の平均TSR <sup>(1)</sup> のパフォーマンス。	45%
2. 平均使用資本利益率 (ROACE) 目標 <sup>(2)</sup> は、2025-2027年の累積で表示される。この目標は、2025年から2027年までの累計の経常営業利益 (EBIT) <sup>(3)</sup> と平均純投資資本 (ANIC) <sup>(4)</sup> の関係を表している。	10%
3. 「1株当たり利益 (EPS)」は、2027年の経常純利益と発行済み株式総数の比率で表される。	20%
4. 二酸化炭素 (CO <sub>2</sub> ) 排出量の削減：スペイン半島の電力系統の熟格差の推移に基づき、2027年のエンデサのCO <sub>2</sub> 排出量 (gCO <sub>2</sub> /kWh) を削減する (注5.1参照)。	15%
5. 2027年までに管理職及び中間管理職の総数に占める女性管理職及び中間管理職の割合。	10%

(1) 「総株主利益率」(TSR) = (終値-当初株価) + その年に支払われ、配当支払い時に同じ証券に再投資された配当総額。

(2) 「平均使用資本利益率」(ROACE) (%) = 通常EBIT / 平均純投下資本 (平均NIC)。

(3) 営業利益 (EBIT) は予算外の特別な影響を調整している。

(4) 平均純投資資本 (平均NIC) (百万ユーロ) = ((資本 + 純金融債務) n + (資本 + 純金融債務) n-1) / 2。

現行制度に係る2025年度中の未払額は総額4百万ユーロ (2024年度は総額4百万ユーロ、2022-2024年、2023-2025年及び2024-2026年の戦略的インセンティブ・プランに関連) であり、総額2百万ユーロは資本性金融商品で決済される株式ベースの支払の見積りに相当する (2024年度は総額2百万ユーロ、2022-2024年、2023-2025年及び2024-2026年の戦略的インセンティブ・プランに関連)。

連結財政状態計算書の「その他資本性金融商品」の項目には2025年度の変動が含まれており、2025年12月31日現在の残高は5百万ユーロ (2024年12月31日現在5百万ユーロ) である。

**注記49.第三者に対する購入コミットメント及び保証、その他のコミットメント**

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、以下の項目及び金額について第三者に対する保証があり、将来の購入約定に関する情報は以下のとおりである：

単位：百万ユーロ

	注記	2025年 12月31日	2024年 12月31日
<b>第三者に発行される保証：</b>			
担保に供している有形固定資産	21.4、36.1.13、 42.4.3	25	32
短期及び長期のガス契約		278	293
エネルギー契約		119	112
金融市場における業務契約		40	40
有形固定資産及びその他の棚卸資産の供給契約		-	47
関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション (1)	48.2	-	-
合計		<b>462</b>	<b>524</b>
<b>将来の購入約定</b>			
有形固定資産	21.2	826	875
無形資産	24.2	13	25
金融資産	42.1.4	-	-
子会社の買収	7、54	92	1,000
サービスの提供	28.1	37	19
エネルギー商品及びその他の購入	32.3	12,703	18,252
エネルギー商品		12,369	18,150
二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ）排出枠		316	34
その他の棚卸資産		18	68
合計		<b>13,671</b>	<b>20,171</b>

(1) 第三者に対する銀行保証を除く。

エンデサは、2025年12月31日現在の銀行保証残高から発生する可能性がある追加的な負債は重要でないと考えている。

本連結財務諸表の注記7、21、24、28、32、42.1.4、54に記載されている以上の追加的なコミットメントはない。

親会社の取締役は、これらのコミットメントを履行できると考えており、このため重要な偶発事象は発生しないと見積っている。

**注記50.監査人への報酬**

2025年12月31日及び2024年12月31日現在、KPMG Auditores, S.L.及びそのネットワーク内のその他の事業体が提供したサービスに対して、請求日にかかわらず発生した報酬は以下のとおりである：

単位：千ユーロ

	2025年	2024年
監査業務	2,144	2,122
その他の会計検証サービス <sup>(1)</sup>	839	752
その他のサービス <sup>(2)</sup>	303	200
<b>合計</b>	<b>3,296</b>	<b>3,074</b>

(1) 主に中間財務諸表の限定的レビュー、及び保証・検証報告書に関連する。




(2) 主に合意された手続報告書に関連する。

**注記51.人員体制****51.1.最終的な人員体制**

エンデサの最終的な人員体制は以下のとおりである：

従業員数

	最終的な人員体制					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	145	42	187	149	43	192
中間管理職	2,356	1,347	3,703	2,394	1,352	3,746
管理スタッフ及び工具	4,043	1,013	5,056	3,973	1,003	4,976
<b>従業員数合計</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

従業員数	最終的な人員体制					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電・商業化 	3,545	1,205	4,750	3,592	1,220	4,812
配電 	2,361	557	2,918	2,263	520	2,783
ストラクチャー・その他 <sup>(1)</sup> 	638	640	1,278	661	658	1,319
<b>従業員数合計</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

(1) ストラクチャー・サービス。




従業員数	最終的な人員体制					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
30歳未満	324	144	468	280	143	423
30歳以上50歳未満	3,460	1,387	4,847	3,624	1,478	5,102
50歳以上	2,760	871	3,631	2,612	777	3,389
<b>従業員数合計</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

従業員数	最終的な人員体制					
	2025年12月31日			2024年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン	6,529	2,387	8,916	6,501	2,384	8,885
ポルトガル	15	15	30	15	14	29
<b>従業員数合計</b>	<b>6,544</b>	<b>2,402</b>	<b>8,946</b>	<b>6,516</b>	<b>2,398</b>	<b>8,914</b>

## 51.2.平均人員体制

エンデサの平均従業員数の詳細は以下のとおりである：

従業員数	平均従業員数					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	147	42	189	154	42	196
中間管理職	2,374	1,340	3,714	2,392	1,332	3,724
管理スタッフ及び工員	3,976	999	4,975	3,901	995	4,896
<b>従業員数合計</b>	<b>6,497</b>	<b>2,381</b>	<b>8,878</b>	<b>6,447</b>	<b>2,369</b>	<b>8,816</b>

従業員数	平均従業員数					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電・商業化 	3,565	1,199	4,764	3,600	1,227	4,827
配電 	2,280	535	2,815	2,192	491	2,683
ストラクチャー・その他 <sup>(1)</sup> 	652	647	1,299	655	651	1,306
<b>従業員数合計</b>	<b>6,497</b>	<b>2,381</b>	<b>8,878</b>	<b>6,447</b>	<b>2,369</b>	<b>8,816</b>




(1) ストラクチャー・サービス。

2025年及び2024年のジョイント・オペレーション企業の平均従業員数は、それぞれ740人と749人であった。

2025年と2024年の障害割合が33%以上の従業員の平均人数の詳細は以下のとおりである：

従業員数	障害のある労働者の平均 <sup>(1)</sup>					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	1	-	1	1	-	1
中間管理職	27	9	36	29	7	36
管理スタッフ及び工員	46	14	60	42	15	57
<b>従業員数合計</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>97</b>	<b>72</b>	<b>22</b>	<b>94</b>

(1) 33%以上

従業員数	障害のある労働者の平均 <sup>(1)</sup>					
	2025年			2024年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電・商業化 	35	10	45	32	11	43
配電 	24	2	26	24	2	26
ストラクチャー・その他 <sup>(2)</sup> 	15	11	26	16	9	25
<b>従業員数合計</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>97</b>	<b>72</b>	<b>22</b>	<b>94</b>

(1) 33%以上

(2) ストラクチャー及びサービス

## 注記52.引当金、偶発資産及び負債

本連結財務諸表の作成日現在、エンデサ・グループ会社が関与している主な訴訟又は仲裁手続は以下のとおりである：

- 1998年7月18日にAguilar de Segarra（バルセロナ）で発生した森林火災に起因する係争中の法的手続は1件のみである（P.O.255/2018）。2026年1月26日、2025年12月12日付のバルセロナ州裁判所の判決が通知され、第一審の判決が確定した。最終的な決定や、それに対する異議申し立ての確認を待っている。
- Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.（Enel Green Power España, S.L.U.の100%子会社）が所有するPeña del Gato風力発電所とValdesamario風力発電所の行政認可は、環境影響評価(EIA)プロセスの不適切な処理により、それぞれ2015年7月13日と2017年5月5日の最高裁判所の判決により取り消された。さらに、Valdesamario風力発電所のためにValdesamarioとRielloから付与された自治体ライセンスも、風力発電所のための避難インフラ（2018年3月13日と19日のCastile・Leon高等裁判所の判決）とともに、同じ理由で取り消された（2017年6月26日のCastile・Leon高等裁判所、2017年5月30日のLeon行政裁判所の判決、いずれも確定）。これらは、所有者であるPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.（Enel Green Power España, S.L.U.の100%子会社）により最高裁判所で争われた。しかし、最高裁は2018年12月20日と2019年1月31日付命令により、3件の上訴を受理しないことを決定した。Ponjos変電サブステーション（ETS）プロジェクトの承認も、2017年5月31日にLeon州行政裁判所第1審の判決で取り消されたが、これにはPromociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.が異議を申し立て、その後上訴していた。この上訴は、2021年7月1日にCastile・Leon高等法院の判決で支持された。Peña del Gato風力発電所に対する新たな行政許可は、環境アセスメントの欠陥に対処するためにプロジェクトが再提出された後、2017年5月8日に付与された。同施設は2018年1月3日に14基のタービンで運転を開始し、残りの11基は2018年4月4日に新しい認可に沿った森林利用の修正許可を受けた後、運転を開始した。裁定執行段階において、Castile・Leon高等裁判所は、2018年7月30日に付与された新たな行政認可は、Castile・Leon高等裁判所の2015年7月13日の裁定を回避する意図で発行されたものとみなされ、無効とした。この判決に対して、Castile・Leon州政府とEnergías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.から再考を求める上訴が提出されたが、2018年12月21日の判決で棄却された。その後、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.は最高裁判所に上訴を行ったが、2019年7月3日出された命令により、上訴は認められなかった。

避難インフラの停止の結果、Peña del Gato風力発電所は2019年5月に再び操業停止を余儀なくされた。2021年10月26日、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.は、「Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica」（Cantabrian山脈擁護のためのプラットフォーム）からCastileのLeon州高等法院に提出された、新たな行政認可手続の一時停止と環境専門家によるアセスメントを求める通知を受けた。これは、Peña del Gato風力発電所の行政認可を無効とした判決の執行段階の一部である。Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.とCastile・Leon州政府は共にこの請求に反対したが、Castile・Leon州高等裁判所は2022年2月10日付命令でこれを却下した。2022年5月24日、Peña del Gato風力発電所とValdesamario風力発電所、及び関連する避難インフラについて、新たな行政認可と環境影響評価（EIA）が取得された。その後、いくつかの環境保護団体がこれらの認可に対して不服申し立てを行ったが、Castile・Leon州政府によって却下された。2023年1月20日、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.は、Valdesamario風力発電所及びPeña del Gato風力発電所の行政許可及び環境影響評価書（DIA）に対する不服申し立ての却下に対し、「Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica」協会がLeón州争訟行政裁判所に2件の争訟行政不服申し立てを行ったことを通知された。Peña del Gato風力発電所に対する不服申し立ては、2025年10月8日付のLeón第3行政裁判所の判決により一部認容され、当該発電所の行政許可及び環境影響評価（EIS）は取り消され無効とされたが、撤去の請求は棄却された。

この判決に対し、Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U.及びCastile・León州政府からCastile and León州高等法院に上訴が提出され、現在、審理が認められ、初期段階にある。Valdesamario風力発電所に対する控訴は判決待ちである。

- 2017年6月、CNMCの競争総局は、2007年7月3日付競争防衛法（LDC）15/2007の第3条に違反する可能性があるとして、Energia XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.に対して制裁手続を開始することを決定した。この違反は、小口需要家向け任意価格（VPSC）又はTURに基づく顧客向けの請求書を、エンデサの規制緩和された小売業者が提供するサービスの宣伝に使用したことに関わるものであった。

制裁手続の調査、決議案が送付され、関連する申し立てがEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. から提出された。2019年6月20日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、競争防衛（LDC）に関する2007年7月3日付法律15/2007の第3条及び不正競争（LCD）に関する1991年1月10日付法律3/1991の第4条に違反する不正競争行為の疑いで、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.に約5百万ユーロの罰金を科す決議を提出した。

CNMCによると、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は、他の競合他社がアクセスできない特権的なチャンネル（小口需要家のための自主価格（PVPC）又はTUR）の下で顧客に発行された請求書を利用して、規制市場の消費者という弱者グループに自社の規制緩和市場サービスの広告を打ち出したとされる。

2019年7月31日、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は、国家裁判所に行政控訴を申し立て、制裁決議の執行の警告的停止などを求めた。その理由として、(i) CNMCの結論は単なる証明されていない推定に基づいていること、(ii) Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.の行為は信義に反する行為とみなされるのに必要な要件を満たしていないこと、(iii) 申し立てられた行為が競争と公共の利益に影響を及ぼし、競争防衛（LDC）に関する2007年7月3日付法律15/2007の第3条に基づく制裁の対象となることが証明されていないこと、を挙げている。

2023年10月10日、全国裁判所はこの争訟行政控訴を棄却する判決を下したが、これに対してEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は最高裁判所に控訴した。上訴は2024年6月19日付命令により認められた。その後、2024年9月6日、上訴理由書が提出され、国選弁護人が異議申立書を提出した。この事件は現在、審議と判決の日程の決定を待っている。

- 2020年12月14日、CNMC競争総局は、Enel Green Power España, S.L.U.及びその親会社であるEndesa Generación, S.A.U.に対し、特定のノードにおける送電網へのアクセス及び接続市場におけるEnel Green Power España, S.L.U.の支配的地位の濫用により関連する発電市場に影響を与えた疑いによる懲戒手続の開始を通告した。CNMCによると、Enel Green Power España, S.L.U.は、単一ノード仲介者（Interlocutor Único de Nudo- IUN）としての地位を濫用し、自社グループ内の企業を優遇し、第三者の発電事業者に不利益を与えたとされる。

Enel Green Power España, S.L.U.は、送電網へのアクセス及び接続市場において支配的地位を有しておらず、IUNの役割は送電網へのアクセス申請のプロセスにおいていかなる決定権や裁量権も有していないとの表明書を提出した。これは、CNMCが多数の事例で認めており、系統運用者に送電網への接続要求の処理と分析の独占的権限を与えるというセクター規制に規定されている。さらに、Enel Green Power España, S.L.U.は、排除的効果も市場閉鎖も生じておらず、したがって、申し立てられた濫用的行為は、競争防衛に関する2007年7月3日付法律15/2007（LDC）の第2条に定める基準を満たしていないため、全面的に却下されるべきであると主張している。

制裁手続の調査後、決議案が送付され、関連する申し立てがEnel Green Power España, S.L.U.から提出された。2022年6月10日、CNMCはEnel Green Power España, S.L.U.とその親会社であるEndesa Generación, S.A.U.に対し、7月3日付の競争擁護に関する法律（LDC）15/2007の第2条に反する2つの極めて重大な違反があったとして、連帯して合計5百万ユーロの制裁金を課す制裁決議を下した。これらの侵害は、Enel Green Power España, S.L.U.が、IUNとしての資格において、Tajo de la Encantada及びLastrasのサブステーションにおける送電網へのアクセス及び接続市場において、支配的地位を濫用した疑いがある。2022年7月29日、Enel Green Power España, S.L.U.及びEndesa Generación, S.A.U.は、2022年6月10日の制裁決議に対して国家高等裁判所に上訴し、同時に、課された罰金の支払いに関する決議の有効部分の第3セクションの暫定的な停止を請求した。2022年12月13日付命令により、国家裁判所は罰金の執行を停止した。必要な手続は完了しており、この件は審議と判決の日程が決まるのを待っている。

- ガス・電力小売市場における天然ガス価格高騰の影響を緩和するための緊急措置に関する2021年9月14日付勅令法17/2021は、限界排出技術による天然ガス価格の価値を卸売市場における電力価格に組み入れることによって得られる収入増に比例して、限界以下の非排出型電力生産設備の超過報酬を減額するメカニズムを確立した。

この勅令法の規定に従い、系統運用者は、定められた方法に従って算出された金額を毎月決済する責任を負う。この支払いは、影響を受ける施設を所有する発電会社から、又は、生産されたエネルギーが同じ企業グループ内で双方向に取引されている場合は小売業者から行われる。

以前は、毎月、各企業又は企業グループは、その時点で有効な要件（これは、元の規則を修正する歴代の勅令法によって変化してきた）を満たす先渡契約証書によってカバーされる削減免除エネルギーを申告することができた。

上記に従い、エンデサは2023年を通じて、法的に定められた要件を満たすエネルギーの免除を宣言し、系統運用者から発行された決済額を支払い、これらの支払いに影響されることなく、現行法に準拠していないと判断したものについては異議を申し立てた。

CNMCはこのメカニズムのチェックと検証を任務としている。したがって、2022年7月18日に、2021年9月16日から2022年3月31日までの期間におけるエンデサの決済を検証する手続を開始した。このプロセスは、2024年4月18日のCNMCの決議で終了した。この決議は、当初エンデサに5百万ユーロの支払い義務を負わせるものであったが、エンデサは国家高等裁判所に控訴した。

エンデサは、2024年4月18日のスペイン国家市場競争委員会（CNMC）の同決議に対し、エンデサのネット販売ポジションを算出する目的で、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）がエンデサから提供された特定のデータを考慮し、その結果、削減スキームの支払い対象外とされたエネルギー量を修正するよう、負担行為の取り消しを求める準備書面を提出した。2024年9月14日、CNMCによる2024年10月10日付決議が通知された。裁判所はこの要請を認め、エンデサに4百万ユーロ有利になることを認めた。その結果、2024年4月18日のCNMCの決議に対するエンデサの上訴請求額は、当初5百万ユーロとされていたものが、現在1百万ユーロとなっている。

2025年7月、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）は、2022年4月から2023年12月までの第2期間におけるエンデサの精算に関する検証及び確認手続の一環として、情報提供要請を送付した。

規則の複雑さ、相次ぐ改正、2021年9月14日付勅令法17/2021の適用に関する法的確実性を高める一般的・公的な基準の未確立、及び前回の検証期間中に指摘された矛盾を考慮すると、現時点では最終的な結果を予測することは不可能である。2022年4月から2023年12月までの最終決済額への影響も否定できない。2023年及び2022年に関しては、エンデサは2021年9月14日付勅令17/2021に基づき、それぞれ119百万ユーロ及び9百万ユーロの支払いを行った。

- 2022年9月、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. は、2016年の配電網における損失削減に対する奨励金又は罰則を承認し、複数の企業に対する2016年の基本報酬を修正し、2017年、2018年、2019年の電力小売業者に対する報酬を承認する2022年7月27日付命令TED/749/2022に対し、最高裁判所に上訴した。

特に、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. は、(i) 2017年、2018年及び2019年に認識された報酬について、当社にとって明らかに不利な検査手続の結果が含まれていることを理由に異議を申し立てた。これらにより、当該年度の報酬は大幅に減額され、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. がその事業の過程で発生させた特定の投資及び経費を認識していなかった。さらに、(ii) Edistribución Redes Digitales, S.L.U. が設定した2016年分の配電網損失に対する違約金額も争われている。

2025年11月19日、最高裁判所はEdistribución Redes Digitales S.L.U. による上訴を一部認容し、2022年7月27日付命令TED/749/2022の一部を無効とする判決を下した。当該命令は、とりわけ、2013年12月30日付勅令1048/2013の第11条に照らし、電気資産に関連する運転・維持費に係る報酬（ROMLAE）（すなわち電気資産に直接紐づかない運転・維持費に対する報酬）に負の値を設定すべきではない点などを理由として争われていたものである。前述の命令はまた、(ii) 運用基盤投資（IBO）の一部項目が認識されなかったこと（すなわち、電気設備に直接関連しない投資の報酬に関する一部項目が認識されなかったこと）を理由として、一部無効とされている。最後に、(iii) 2015年に受領した補助金に対して二重控除を適用した点、及び(iv) 2016年の系統損失に対するペナルティの適用が誤っていた点（2013年12月30日付勅令1048/2013の第34条の規定に反する）について、当該命令の一部無効が認められた。以上のことから、最高裁判所は、本判決の第4及び第6の法的根拠に従い、対応する調整を行うよう行政当局に命じ、Edistribución Redes Digitales, S.L.U. が対応する法的利息を獲得する権利を認めている。

- Edistribución Redes Digitales, S.L.U. に対し、反競争的慣行の疑いでスペイン国家市場競争委員会（CNMC）に提出された一連の苦情を受け、2023年6月、競争総局はエンデサ本社の数力所で調査を実施した。その後、2024年7月5日、競争総局はEdistribución Redes Digitales, S.L.U. に対して、支配的地位の乱用の疑いで懲戒手続を開始した。その内容は、電力供給市場における手続き、エネルギーサービスの提供、計測機器の設置、自家消費システムの設置・運用に関連する請求の解決において、（エンデサ以外の第三者サプライヤーに不利な）差別的取り扱いを行ったというものであった。

2025年7月14日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）の競争総局は、競争法違反の疑いに係る制裁手続（S/0007/23）の対象範囲を拡大することを決定した。本件は、2007年7月3日付競争防衛法15/2007の第2条及び欧州連合（EU）機能条約第102条に反する濫用的行為の疑いに関するものであり、少なくとも2024年2月以降、Endesa Energía S.A.U.がEDistribución Redes Digitales, S.L.U.の機密情報に優先的にアクセスしていたとされる点が問題とされている。

2026年2月11日、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）競争総局は、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に対し、以下の行為について、2007年7月3日付競争防衛に関する法律15/2007の第2条及び欧州連合（EU）機能条約第102条に反する優越的地位の濫用からなる以下の2つの極めて重大な違反の責任を追及する異議告知書を承認した：第一に、2019年10月から少なくとも2023年6月までの間、Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.が管理する専用のコミュニケーションチャンネルを通じて、Endesa Energía, S.A.U.の顧客からの問い合わせや苦情に対して直接かつ優先的な対応を行い、当該チャンネルにアクセスできない他社顧客に対して差別的な取扱いを行っていた点（小売電力供給、計量機器の設置、自家消費システムの導入・運用の各分野）。第二に、2023年10月から少なくとも2024年4月までの間、Endesa Energía, S.A.U.が営業活動に利用可能な機密性及び商業上重要な情報にアクセスできる状況にあった点。

エンデサは、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.が侵害行為を行っていないことを考慮し、この異議告知書に対する反論を提出する予定である。

- 2025年1月、液化天然ガス（LNG）生産会社がEndesa Generación, S.A.U.に対し、長期LNG供給契約の価格見直しを求める仲裁手続を開始した。取引相手は、エンデサが2025年12月31日までの利息を含め約200百万米ドルを支払う可能性のある価格調整を要求している。この金額は仲裁の過程で変動する可能性があり、2026年の最終四半期まで終結しないと予想される。
- Enel Green Power España, S.L.U.に対する2010年から2013年までの法人税（CIT）に関して、2017年に税務調査当局が提出した記録に関しても、別途訴訟が進行中である。争点となっている主な問題は、課税中立制度が2011年度のEnel Unión Fenosa Renovables, S.A.（EUFER）の吸収によるEnel Green Power España, S.L.U.の合併に適用されるか否かに関するものである。2019年12月10日、中央経済行政裁判所（Tribunal Económico-Administrativo Central- TEAC）は、2011年分の法人税（CIT）に関する訴訟（Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.（EUFER）の後継者としてのEnel Green Power España, S.L.U.の立場に関するもの）を棄却する裁定を下した。その後、国家裁判所に控訴が提起された。さらに、2020年6月16日、2010年から2013年までの法人税（CIT）に関して、部分的に有利な裁定を受けた。同裁定は、その期間中に財政中立制度を適用した場合の影響について論じており、この件に関しても、後に国家裁判所にさらなる上訴が提出されている。Enel Green Power España, S.L.U.によるEnel Unión Fenosa Renovables, S.A.（EUFER）の合併に係る訴訟について、敗訴した場合に発生し得る偶発債務の見積額は、Enel Iberia, S.L.U.グループに対する税務調査の過程で税務当局が提示した基準に基づき再算定されている。この基準は、2011年以降に係争中の報告書の評価額から回収される可能性のある税金を考慮したもので、2025年12月31日現在、これらの回収による潜在的な偶発債務の純額は36百万ユーロになる。債務の停止は保証によって担保されている。
- エンデサS.A.が属する法人所得税（CIT）及び付加価値税（VAT）の2011年から2014年までの会計年度の検査手続に関する最終的な和解合意に関して、中央経済行政裁判所（TEAC）の決定に対する上訴が国家高等裁判所で審理されている。

法人税（CIT）については、発電所の廃炉のために発生した費用、特定の金融費用、監査期間中の株式譲渡から生じる特定の損失の損金算入に関する基準の違いが主な争点となっている。この手続に関連する偶発債務は41百万ユーロに達し、債務停止を確実にするための保証が用意されている。付加価値税（VAT）の場合、主な争点は比例配分ルール適用であり、請求額は7百万ユーロに達し、2023年6月5日に国家高等裁判所が予防措置を却下した後、対応する査定額が支払われた。

- Endesa, S.A.が属する法人税（IS）及び付加価値税（VAT）の連結納税グループに係る最終更正処分に加え、税務調査対象となった各社の個人所得税（IRPF）の源泉徴収及び、該当する場合には非居住者所得税（IRNR）に関する最終更正処分について、2015年から2018年の事業年度に係る税務調査に関連して、中央経済行政裁判所（TEAC）の判決を不服とする訴訟が国立裁判所において審理されている。

主な争点は以下のとおり。まず源泉徴収については、従業員による社用車の利用に関する取扱いが問題となっており、本件に係る偶発債務は2百万ユーロで、当該債務の執行停止を担保する保証が設定されている。次に付加価値税（VAT）については、当該車両のリースに係る仕入税額控除の可否及び按分計算の適用が争点であり、更正額はすでに納付済みである（請求額：1.5百万ユーロ）。最後に法人税（IS）については、主として一部の金融費用の損金算入の可否に関する見解の相違や、研究開発・技術革新に係る税額控除の一部否認が争点となっており、関連する偶発債務についてはすでに支払済みである（偶発債務相当額：12百万ユーロ、請求額：28百万ユーロ）。

付加価値税（VAT）に関して2024年に中央経済行政裁判所（TEAC）により一部支持された事項に関しては、主に従業員による車両使用に関連するインプット付加価値税（VAT）の損金算入に関連しており、その影響は1百万ユーロと有利で、2025年4月の中央経済行政裁判所（TEAC）の執行合意後、2025年に反映されている。法人税（IS）に関しては、憲法裁判所が2024年1月18日付裁定番号11/2024で宣言した2016年12月2日付勅令法3/2016の違憲性に関する請求の認容と、違憲と宣言された税金の還付による所得の一時帰属基準について言及している。このため、2025年、税務当局は前述の中央経済行政裁判所（TEAC）の決議の執行協定を発行し、2015年から2018年までの再清算を進めている。2025年12月31日現在、エンデサ・レベルでの影響は19百万ユーロである。

- 2019年から2022年までの会計年度に関して、2025年10月31日に、エンデサS.A.が属する法人税統合グループ（IS）付加価値税（VAT）グループから法人所得税（IS）付加価値税（VAT）の査定を受け、また、検査対象となった各会社の個人所得税（IRPF）及び該当する場合は非居住者所得税（IRNR）に対する源泉徴収税も受領し、12月初旬に弁論が提出され、現在、和解契約が係属中である。

主な論点は、源泉税については、従業員の車両使用に関する取り扱い（このプロセスに関する偶発債務は1百万ユーロ）、法人所得税（IS）については、主に、特定の金融費用の損金算入に関する基準の相違及び発電所の解体費用の損金算入に関する基準の相違（このプロセスに関する偶発債務は14百万ユーロ）である。

- 2012年12月27日付エネルギーの持続可能性のための財政措置に関する法律15/2012が適用される使用済み核燃料税については、Endesa Generación, S.A.U. が使用済み核燃料税の課税標準の修正を要求しており、現在進行中の手続がある。これは、2022年2月22日のTEACの決議で定められた基準が、同法の第3経過規定に定められた遡及効係数の計算に適用されるべきであると考えられるためである。これらの請求を受けて、Endesa Generación, S.A.U. は不当な支払いの払い戻しを要求している。2024年3月22日、税務検査当局は5百万ユーロの還付を承認した。145百万ユーロの還付請求をすべて否認する更正処分については、受領後の2025年2月に中央経済行政裁判所（TEAC）へ不服申立てが行われており、同裁判所の判断は現時点では未だ下されていない。
- 2022年12月27日付法律38/2022により導入された新たな臨時エネルギー賦課金に関し、エンデサS.A.は、同税が欧州及びスペインの規制に反しているとして、2023年に国家高等裁判所に施行規則を提訴した。2023年と2024年の会計年度中に提出された自己申告に対して、違法性を主張して376百万ユーロの還付を求める自己異議申し立てがなされた後、それぞれの自己申告に対して税務調査が開始された。2025年1月、和解契約書が受理され、2023年に納付した税金の一部が還付されることが確認された。これは、商業化・発電会社の特定の所得が規制事業によるものであるとして、課税ベースから除外する要求を受け入れたものである。一方、2024会計年度の検査は正規化されることなく2025年7月7日に終了した。賦課金の違法性に関する検査から派生した査定協定への異議申し立ては続いている。
- 炭化水素税については、エネルギー持続可能性のための財政措置に関する2012年12月27日付法律15/2012の施行以降、2018年10月までの間、発電所における電力生産やコンバインドサイクル発電所における電力・熱の熱電供給（コージェネレーション）に使用される製品の製造及び輸入に対して課税が行われていた。これに関し、現在係属中の手続において、エンデサは支払済み税額の還付を請求している。その根拠は、2018年3月7日付欧州連合司法裁判所判決（C-31/17：Cristal Union事件）であり、同判決においては、2003年10月27日付指令2003/96/EC第14条第1項(a)の免税規定が本件のようなケースにも適用されると判断されている。

エンデサが提起した本件手続は現在、国立高等裁判所の判断待ちの状況にあるが、他の納税者による熱電供給（コージェネレーション）及びコンバインドサイクルにおけるガス使用に関する事案について、2024年7月から9月にかけて下された複数の最高裁判決において、Endesaの見解が支持されている。さらに、同様の事案について国立高等裁判所で係属中の手続において、国側代理人が請求を認容している旨も最近判明している。

親会社の取締役は、連結財政状態計算書に計上されている引当金が、本注記に記載されている訴訟、仲裁及びその他の事項に関するリスクを十分にカバーしていると考えている。したがって、すでに認識されている負債以上の追加負債は見込んでいない。

これらの引当金の対象となるリスクの性質上、支払日又は回収日の妥当なスケジュールを決定することは実行不可能である。

2025年及び2024年において、紛争解決のために支払われた金額はそれぞれ5百万ユーロ及び11百万ユーロであった。2024会計年度に対応する金額には、長期液化天然ガス（LNG）供給契約の価格見直しのための仲裁裁判における裁定額の支払いに対応する515百万ユーロを加える必要がある（注記47.1参照）。

## 注記53.将来適用予定の会計基準

### a) 欧州連合（EU）により承認され、2026年及び2027年に初めて適用される基準及び解釈指針

基準、基準改訂及び解釈指針	強制適用： 施行日以降に開始する期間から適用
IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂：「金融商品の分類及び測定の修正」	2026年1月1日
IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂：自然に依存した電力契約	2026年1月1日
(1) Annual Volume 11の改訂	2026年1月1日
IFRS第18号「財務諸表の表示及び開示」	2027年1月1日
(1) IFRS第1号「国際財務報告基準の初度適用」、IFRS第7号「金融商品」の調整：開示、IFRS第9号「金融商品」、IFRS第10号「連結財務諸表」、IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」。	

本連結財務諸表の作成時点において、Endesaの経営者はこれらの適用による影響を現在評価中であるが、IFRS第18号「財務諸表における表示及び開示」を除き、連結財務諸表への影響は軽微であると見込んでいる。b) 国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合（EU）での承認待ちとなっている基準及び解釈

国際会計基準審議会（IASB）は、エンデサに影響を及ぼす可能性があり、本連結財務諸表の作成日現在、欧州連合（EU）による承認が待たれている以下の国際財務報告基準（IFRS）を承認した：

基準、基準の改訂及び解釈指針	(1) 強制適用： 下記の日以降に開始する期間から適用
IFRS第19号「公的説明責任のない子会社：開示」	2027年1月1日
IFRS第19号「公的説明責任のない子会社：開示」の改訂	2027年1月1日
IAS第21号の改訂：「超インフレ環境下における表示通貨への換算」。	2027年1月1日
(1) 欧州連合（EU）がこのまま採択した場合。	

本連結財務諸表の作成日現在、エンデサの経営陣は、欧州連合により最終的に承認された場合、これらの基準及び改訂の適用がエンデサの連結財務諸表に与える潜在的な影響を評価中である。

## 注記54.後発事象

2026年1月5日、当社は、グループ内で実施されたセキュリティ対策にもかかわらず、システムへの不正アクセスがあった可能性があることを検知した。適切な調査の結果、顧客の契約に関連する一部の個人データに対して不正アクセスがあったことが確認された。これを受け、所定のセキュリティプロトコル及び対応手順が発動されるとともに、事案の封じ込め、影響の軽減及び再発防止に向けた必要な技術的・組織的措置が講じられている。

同様に、法的期限内の2026年1月7日、スペインデータ保護庁（AEPD）は、2016年4月27日付規則（EU）2016/679、一般データ保護規則（GDPR）の第33条で確立された義務を遵守し、当初、自由市場のサプライヤーであるEndesa Energía, S.A.U.に影響を与えたインシデントについて通知された。2026年1月8日、このインシデントは規制市場のサプライヤーであるEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.にも影響を与えたことが確認され、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は2026年1月9日にスペインデータ保護庁（AEPD）にもこのインシデントを通知した。このインシデントによって影響を受けたグループ企業はない。

2026年1月9日、エンデサはインシデントの範囲を再評価した結果、2016年4月27日付規則（EU）2016/679、一般データ保護規則（GDPR）の第34条に従い、インシデントの影響を受けたすべての人々に個人的に通知する必要があると結論づけ、スペインデータ保護庁（AEPD）が定めた基準に従い、両社の顧客16百万人強に対してそのような通知を行った。

スペインデータ保護庁（AEPD）は、当該2社に対し、同庁への予備的通知を拡大し、当初提供した情報に追加情報を提供するように要請した。

このインシデントは、スペイン情報保護庁（AEPD）以外の管轄当局にも報告されており、本連結財務諸表の作成日現在、セキュリティ侵害の原因を特定するための分析が続けられている。

2026年1月30日、Endesa Energía, S.A.U.はMasOrange Xfera Móviles, S.A.からEnergia Colectiva, S.L.U.の株式資本100%を取得した。

契約締結時点で、MasOrangeのデジタル・エネルギー小売業者であるEnergia Colectiva, S.L.U.は、市場で最も高度なデジタル技術を駆使し、36万人以上の電気・ガス顧客を有している。

この取引完了により、エンデサとMasOrangeは、スペインにおけるエネルギーと通信のマーケティングで合意に達し、顧客は、パーソナライズされたオファーと高付加価値サービスを利用できるようになり、エネルギーと通信に関する最高の商業提案を享受できるようになる。

Energia Colectiva, S.L.U.の100%取得価格は約92百万ユーロで、この種の取引における通常の見直し条項が適用され、2026年1月30日に価格の80%が支払われた。

2026年2月20日、2025年4月29日開催のエンデサS.A.定時株主総会において付与された権限に基づき、同社取締役会は以下のとおり決議した。（i）自己株式取得枠組みプログラムの第2回として実施された買付けにより取得した自己株式17,007,566株（額面1.2ユーロ）を全て消却し、資本金を20,409,079.2ユーロ減少させるとともに、当該資本減少の完了を確定すること。（ii）資本減少の実施後の資本金及び発行済株式数を反映するため、会社定款第5条（資本金）及び第6条（株式）を改訂すること（注記36.1.8参照）。

前項に記載した事項を除き、2025年12月31日から本連結財務諸表の作成日までの間に、本連結財務諸表に反映されていない重要な事象は発生していない。

## 注記55.英語翻訳についての説明の追加







当該連結財務書類は、欧州連合が採択したIFRSに基づいて作成されている。したがって、当社グループが適用しているIFRSに準拠した特定の会計実務は、他の国で一般に公正妥当と認められている会計原則に準拠していない可能性がある。これはスペイン語原文から翻訳したものである。解釈に相違がある場合は、スペイン語版が優先される。



















[前へ](#)      [次へ](#)




















## 別紙I：エンデサの関連会社及び持株比率





















以下は、2025年12月31日現在エンデサの傘下にある企業の一覧である。



















主な事業は以下のように分類される：


















事業	事業内容
	従来型発電
	再生可能発電
	エネルギー商業化
	その他の製品及びサービスの商業化
	配電
	ストラクチャー及びサービス

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人	
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分		
親会社											
	MADRID (スペイン)	1,270,502,540.40 ユーロ			持株会社		100.00	100.00		KPMG AUDITORES	
会社											
AGUILÓN 20, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	2,682,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (単一株主会社)	TERUEL (スペイン)	60,100.00ユーロ			F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ARANORT DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	1,953.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
ARENA GREEN POWER 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA GREEN POWER 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA GREEN POWER 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA GREEN POWER 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA GREEN POWER 5, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 11, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 12, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 13, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 20, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 33, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 34, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ARENA POWER SOLAR 35, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ- VANDELLÓS II, A.I.E.	TARRAGONA (スペイン)	19,232,400.00ユーロ			P.C.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	85.41	85.41	85.41	85.41	KPMG AUDITORES
ATECA RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ			E.M. (J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し

















会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	現在の所有比率 経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	現在の所有比率 経済的 持分	
BAIKAL ENTERPRISE, S.L. (単一 株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スベ イン)	3,006.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
BALEARES ENERGY, S.L. (単一 株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スベ イン)	4,509.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会 社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
BOSA DEL EBRO, S.L.	ZARAGOZA (スベ イン)	3,010.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
BRAZATORTAS 220 RENOVABLES, S.L.	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		E.M.(A)	FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社) BAYLIO SOLAR, S.L. (単一 株主会社)	16.98 16.98		16.98 16.98	16.98	監査無し
CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (スベ イン)	3,000.00ユーロ		E.M. (J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	25.30	25.30	25.30	25.30	監査無し
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR- SIERRA, S.L.	SEVILLA (スベ イン)	364,213.34ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	GATT AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	MADRID (スベ イン)	595,001.98ユーロ		E.M.(A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	監査無し
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	MADRID (スベ イン)	0.00ユーロ		E.M.(A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	24.18	24.18	24.18	24.18	KPMG AUDITORES
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (清算中)	ZARAGOZA (スベ イン)	36,060.73ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	20.00	20.00	20.00	20.00	監査無し
COGENIO IBERIA, S.L.	MADRID (スベ イン)	2,874,621.80ユー ロ		E.M.(A)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単 一株主会社)	20.00	20.00	20.00	20.00	DELOITTE
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (スベ イン)	600,000.00ユーロ		E.M. (J.V.)		33.50	33.50	33.50	33.50	DELOITTE
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A. (単一株主会社)	SORIA (スベ イン)	12,560,900.00ユー ロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	37.50	37.50	KPMG AUDITORES
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	ZARAGOZA (スベ イン)	271,652.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	25.00	25.00	25.00	25.00	KPMG AUDITORES
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
DEHESA PV FARM 03, S.L. (単一 株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
DEHESA PV FARM 04, S.L. (単一 株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	BARCELONA (ス ベイン)	108,240.00ユーロ		F.C.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株 主会社)	45.00 55.00	100.00	45.00 55.00	100.00	KPMG AUDITORES
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (単 一株主会社)	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スベ イン)	12,621,210.00ユー ロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	1,204,540,060.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EGPE SOLAR 2, S.L.	MADRID (スペイン)	81,106.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.01	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ELCOGAS, S.A. (清算中)	CIUDAD REAL (スペイン)	809,690.40ユーロ		E.M.(A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	40.99	40.99	40.99	40.99	監査無し
ELECGAS, S.A.	SANTARÉM (ポルトガル)	50,000.00ユーロ		E.M.(J.V.)	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	BARCELONA (スペイン)	165,876.00ユーロ		F.C.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社)	47.46 52.54	100.00	47.46 52.54	100.00	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	CÁDIZ (スペイン)	1,081,821.79ユーロ		E.M.(J.V.)		50.00	50.00	50.00	50.00	AVANTER AUDITORES
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (単一株主会社)	BARCELONA (スペイン)	500,000.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	CÁDIZ (スペイン)	4,960,246.40ユーロ		E.M.(J.V.)		50.00	50.00	50.00	50.00	DELOITTE
EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, ENCASUR, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	18,030,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A.	CEUTA (スペイン)	16,562,250.00ユーロ		F.C.		96.42	96.42	96.42	96.42	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA ENERGÍA, S.L. (単一株主会社)	CEUTA (スペイン)	10,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA CAPITAL, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	60,200.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	14,445,575.90ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	4,621,003,006.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	LISBOA (ポルトガル)	50,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社) ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社) ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	99.20 0.20 0.60		99.20 0.20 0.60	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	SEVILLA (スペイン)	1,940,379,737.02ユーロ	 	F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (単一株主会社)	SEVILLA (スペイン)	965,305.00ユーロ	 	F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	89,999,790.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA MOBILITY, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	10,000,000.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	10,138,577.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA X WAY, S.L.	MADRID (スペイン)	600,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENDESA MOBILITY, S.L. (単一株主会社)	49.00	49.00	49.00	49.00	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	11,152.74ユーロ		F.C.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	MADRID (スペイン)	81,106.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.01	50.01	50.01	50.01	KPMG AUDITORES
ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
ENERGÍA CEUTA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.A. (単一株主会社)	CEUTA (スペイン)	65,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,576.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA NETA SA CASETA LLUCMAJOR, S.L. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	9,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
ENERGÍA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	2,000,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	546,919.10ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	54.95	54.95	54.95	54.95	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,200,000.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	1,298,160.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	66.67	66.67	66.67	66.67	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	270,450.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	97.00	97.00	97.00	97.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	9,210,840.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	LEÓN (スペイン)	1,635,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.01	50.01	50.00	50.00	KPMG AUDITORES



















会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
ENERGÍAS LIMPIAS DE CARMONA, S.L.	SEVILLA (スペイン)	5,687.50ユーロ		E.M.(A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社)	7.69		7.69		監査無し
					ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社)	7.69	23.08	7.69	23.08	
					ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	7.69		7.69		
ENIGMA GREEN POWER 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
ENVATIOS PROMOCIÓN XX, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	3,561,342.50ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.50	50.50	50.50	50.50	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	240,400.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	80.00	80.00	80.00	80.00	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	216,360.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	55.00	55.00	55.00	55.00	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	4,558,426.83ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	ERNST&YOUNG
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	CAPITAL FEDERAL (アルゼンチン)	480,930.00 ペソ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	1,758,225.50ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	LUJAN AUDITORES
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	420,708.40ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	BDO AUDITORES
EÓLICOS DE TIRAJANA, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	60.00	60.00	60.00	60.00	KPMG AUDITORES
EPRESA ENERGÍA, S.A.	CÁDIZ (スペイン)	2,500,000.00ユーロ		E.M.(J.V.)		50.00	50.00	50.00	50.00	DELOITTE
EVACUACIÓN CARMONA 400-220 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (スペイン)	9,066.00ユーロ		E.M.(A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社)	3.45		3.45		監査無し
					ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社)	3.45	10.36	3.45	10.36	
					ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	3.45		3.45		
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	3,505,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	70.00	70.00	70.00	70.00	KPMG AUDITORES

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	3,230,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	73.60	73.60	73.60	73.60	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	100,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	5,488,500.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	65.00	65.00	65.00	65.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	8,046,800.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	4,200,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
FOTOVOLTAICA YUNCLILLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
FRONT MARÍTIM DEL BESÒS, S.L.	BARCELONA (スペイン)	6,000.00ユーロ	📦	E.M. (J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	61.37	61.37	61.37	61.37	監査無し
FRV CORCHITOS I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	75,800.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
FRV CORCHITOS II SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	22,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV GIBALBIN -JEREZ, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	23,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV TARIFA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV VILLALOBILLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FRV ZAMORA SOLAR 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS, S.L. (単一株主会社)	TERUEL (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
FV ANDREA SOLAR, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FV CAMPOS SOLAR, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FV LA CERCA, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
FV MENAUTE, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日2023年12月31日				監査法人	
						現在の所有比率		現在の所有比率			
				支配力		経済的		支配力		経済的	
				(1)		持分		(1)		持分	
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	213,775,700.00ユーロ		F.C.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES	
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	30,936,736.00ユーロ		E.M.(A)	UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	23.21	23.21	23.21	23.21	ERNST&YOUNG	
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社)	BARCELONA (スペイン)	126,210.00ユーロ		F.C.		100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES	
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	LA CORUÑA (スペイン)	1,608,200.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し	
HIDROFLAMICELL, S.L.	BARCELONA (スペイン)	78,120.00ユーロ		F.C.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社)	75.00	75.00	75.00	75.00	KPMG AUDITORES	
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	BADAJOS (スペイン)	3,500.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	監査無し	
INFRAESTRUCTURAS PALOS 220, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (単一株主会社)	50.00		50.00		監査無し	
					PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (単一株主会社)	50.00	100.00	50.00	100.00		
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400, S.L.	MADRID (スペイン)	90,000.00ユーロ		E.M.(A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	6.41		6.41		監査無し	
					FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	6.41	9.62	6.41	9.62		
					ARANORT DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	6.41		6.41			
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220, S.L.	MADRID (スペイン)	12,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	30.80	15.40	30.80	15.40	監査無し	
INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400, S.L.	MADRID (スペイン)	11,026.00ユーロ		E.M.(A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社)	7.94		7.94		監査無し	
					FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	7.94	11.90	7.94	11.90		
					ARANORT DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	7.94		7.94			
KROMSCHROEDER, S.A.	BARCELONA (スペイン)	627,126.00ユーロ		E.M.(A)	ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (単一株主会社)	29.26	29.26	29.26	29.26	ILV AUDIT AND ADVISORY	
LOIRA DE LOGÍSTICA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し	
LOIRA DE LOGÍSTICA 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し	
LOIRA DE LOGÍSTICA 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し	
LOIRA DE LOGÍSTICA 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し	
LOIRA DE LOGÍSTICA 5, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し	





















[前へ](#)





















[次へ](#)









会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
LOIRA DE LOGÍSTICA 6, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
LOIRA DE LOGÍSTICA 7, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
LOIRA DE LOGÍSTICA 8, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
LOIRA DE LOGÍSTICA 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
LOIRA DE LOGÍSTICA 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
LUCAS SOSTENIBLE, S.L.	MADRID (スペイン)	1,099,775.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	35.29	17.65	35.29	17.65	監査無し
MARÍA RENOVABLES, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.36	45.36	45.36	45.36	監査無し
MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	VALENCIA (スペイン)	-		P.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	18.62		18.62		監査無し
					ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (単一株主会社)	7.98	31.38	7.98	31.38	
					ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (単一株主会社)	4.78		4.78		
					ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (単一株主会社)	4.78		4.78		
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	1,820,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	36.50	36.50	36.50	36.50	監査無し
MONTE REINA RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	4,000.00ユーロ		E.M.(A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	20.58	20.58	20.58	20.58	監査無し
NUCLENOR, S.A.	BURGOS (スペイン)	5,406,000.00ユーロ		E.M.(J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	ERNST&YOUNG
OLIVUM PV FARM 01, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
OXAGESA, A.I.E. (清算中)	TERUEL (スペイン)	6,010.12ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	監査無し
PAMPINUS PV FARM 01, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
PARAVENTO, S.L.	LUGO (スペイン)	3,006.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	MADRID (スペイン)	1,183,100.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	MADRID (スペイン)	1,313,100.00ユーロ		MP.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (単一株主会社)	LA CORUÑA (スペイン)	5,857,704.37ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	MADRID (スペイン)	120,400.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.17	50.17	50.17	50.17	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	1,007,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	80.00	80.00	80.00	80.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	3,606,072.63ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	75.00	75.00	75.00	75.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	552,920.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	82.00	82.00	82.00	82.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	901,500.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	66.33	66.33	66.33	66.33	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	3,810,340.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	90.00	90.00	90.00	90.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	MADRID (スペイン)	6,540,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	75.50	75.50	75.50	75.50	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO MUNIESA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (スペイン)	528,880.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	52.00	52.00	52.00	52.00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	MADRID (スペイン)	7,193,970.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	58.00	58.00	58.00	58.00	KPMG AUDITORES
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	SANTARÉM (ポルトガル)	50,000.00ユーロ	↑	E.M. (J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社) ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	49.98 0.02	50.00	49.98 0.02	50.00	KPMG AUDITORES
PRODUCTIVE SOLAR SYSTEMS, S.L. (単一株主会社)	TERUEL (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	BARCELONA (スペイン)	60,101.21ユーロ	↑	E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	監査無し
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	12,020.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
PROMOTORES MUDÉJAR 400KV, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ	↑	E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社) RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (単一株主会社) RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (単一株主会社)	24.75 5.69 6.75	34.35	24.75 5.69 6.75	34.35	監査無し
PROYECTO REN 01, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
PROYECTO REN 02, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
PROYECTO REN 03, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
PROYECTO REN 04, S.L. (単一 株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
PROYECTO REN 05, S.L. (単一 株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
PROYECTO REN 06, S.L. (単一 株主会社)	MADRID (スペイン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	-	-	監査無し
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (スベ イン)	27,000.00ユーロ	↑	E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	監査無し
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (単一株主 会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (単一株主 会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
REBUILDING AGENTE REHABILITADOR, S.L.	MADRID (スベ イン)	250,000.00ユー ロ	↑	E.M. (J.V.)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単 一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し
REN ALFAJARÍN SOLAR, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スベ イン)	3,006.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RENOVABLES ANDORRA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RENOVABLES BROVALES 400KV, S.L.	SEVILLA (スベ イン)	5,000.00ユーロ	↑	E.M.(A)	DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (単一株主会社)	6.24		6.24		
					FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	6.24		6.24		
					BAYLIO SOLAR, S.L. (単一 株主会社)	6.24		6.24		
					SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主 会社)	6.24	32.08	6.24	40.06	監査無し
					EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	16.99		16.99		
					ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	6.24		6.24		
					EGPE SOLAR 2, S.L.	15.96		15.96		
RENOVABLES BROVALES SEGURA DE LEÓN 400 KV, S.L.	SEVILLA (スベ イン)	5,000.00ユーロ	↑	E.M.(A)	EGPE SOLAR 2, S.L.	31.03		31.03		
					EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	33.02	32.03	33.02	47.54	監査無し
RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スベ イン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RENOVABLES MANZANARES 400 KV, S.L.	MADRID (スベ イン)	5,000.00ユーロ	↑	E.M.(A)	EGPE SOLAR 2, S.L.	27.86		27.86		
					STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (単一 株主会社)	16.12	21.99	16.12	35.92	監査無し
RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スベ イン)	3,000.00ユーロ	↑	F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計 処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
RENOVABLES TERUEL, S.L. (単 一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	40.21	40.21	40.21	40.21	監査無し
ROSI ENERGY IBERIA, S.L.	MADRID (スベ イン)	500,000.00ユーロ		E.M. (J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	20.00	20.00	-	-	監査無し
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	SEVILLA (スベ イン)	462,185.88ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	監査無し
SAN FRANCISCO DE BORJA, S.A.	ZARAGOZA (ス ベイン)	60,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	66.67	66.67	66.67	66.67	KPMG AUDITORES
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (清算中)	SEVILLA (スベ イン)	207,340.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 5, S.L. (単一株主会社)	SEVILLA (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 6, S.L. (単一株主会社)	SEVILLA (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 12, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SAVANNA POWER SOLAR 13, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SECCIONADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	MÁLAGA (スベ イン)	5,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	37.50	37.50	37.50	37.50	監査無し
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,010.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
SET CARMONA 400 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (スベ イン)	10,000.00ユーロ		E.M.(A)	EGPE SOLAR 2, S.L.	16.00	8.00	16.00	16.00	監査無し
SHARK POWER REN 4, S.L. (単 一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 5, S.L. (単 一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 6, S.L. (単 一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 7, S.L. (単 一株主会社)	MADRID (スベ イン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主 会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
SHARK POWER REN 8, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SHARK POWER REN 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	MADRID (スペイン)	175,200.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	28.12	28.12	28.12	28.12	監査無し
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	2,007,750.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	96.00	96.00	96.00	96.00	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	SEVILLA (スペイン)	4,507,590.78ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	64.73	64.73	64.73	64.73	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	SEVILLA (スペイン)	3,286,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	SEVILLA (スペイン)	2,404,048.42ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	60.00	60.00	60.00	60.00	KPMG AUDITORES
SOLANA RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	6,246.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	39.90	39.90	39.90	39.90	監査無し
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	601,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	36.00	36.00	36.00	36.00	AUDIESA
STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	4,053,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
SUGGESTION POWER, UNIPessoal, LDA.	LISBOA (ポルトガル)	50,000.00ユーロ		F.C.	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	監査無し
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (スペイン)	12,020,240.00ユーロ		E.M.(J.V.)		33.50	33.50	33.50	33.50	DELOITTE
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	BARCELONA (スペイン)	2,800,000.00ユーロ		F.C.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社)	60.00	60.00	60.00	60.00	KPMG AUDITORES
TAUSTE ENERGÍA DISTRIBUIDA, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	60,508.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	KPMG AUDITORES
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	LISBOA (ポルトガル)	5,025,000.00ユーロ		E.M.(J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	43.75	43.75	43.75	43.75	KPMG AUDITORES
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (清算中)	VALENCIA (スペイン)	481,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	監査無し
TERRER RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	5,000.00ユーロ		E.M.(J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	29.57	29.57	29.57	29.57	監査無し
TICO SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
TICO SOLAR 2, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	3,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES

会社名	住所	資本金	事業	連結/会計処理方法	株主	2024年12月31日		2023年12月31日		監査法人
						現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	現在の所有比率 支配力 (1)	経済的 持分	
TOLEDO PV, A.E.I.E. (清算中)	MADRID (スペイン)	26,887.96ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	KPMG AUDITORES
TORO RENOVABLES 400 KV, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		E.M.(A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	8.28	8.28	8.28	8.28	監査無し
TORREPALMA ENERGY 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	3,100.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	50.01	KPMG AUDITORES
TRANSFORMADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (スペイン)	5,000.00ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	60.53	60.53	60.53	60.53	監査無し
TRÉVAGO RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	3,000.00ユーロ		E.M.(A)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社) FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	17.77 17.73	17.75 17.73	17.77 17.73	17.75 17.73	監査無し
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	190,171,521.16ユーロ		F.C.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
VIRULEIROS, S.L.	LA CORUÑA (スペイン)	160,000.00ユーロ		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	67.00	67.00	67.00	67.00	監査無し
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (清算中)	ALMERÍA (スペイン)	234,394.72ユーロ		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	監査無し

F.C. : 全連結、P.C : 比例連結、E.M.:持分法、J.V.: ジョイント・ベンチャー、A : 関連会社  
 (1) 持株会社の直接所有割合

[前へ](#)      [次へ](#)



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADOS DEL RESULTADO CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES**  
**A LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS**  
**A 31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y 2024**

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
<b>INGRESOS</b>	10	<b>21.424</b>	<b>21.307</b>
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	10.1	21.031	20.635
Otros Ingresos de Explotación	10.2	393	372
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>		<b>(13.609)</b>	<b>(13.054)</b>
Compras de Energía	11.1	(5.214)	(4.545)
Consumo de Combustibles	11.2	(1.936)	(2.271)
Gastos de Transporte		(3.741)	(3.595)
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	11.3	(2.718)	(2.643)
<b>INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS</b>	12	<b>92</b>	<b>(908)</b>
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>		<b>7.907</b>	<b>7.345</b>
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3.20.1 y 3.20.2	273	275
Gastos de Personal	13	(962)	(986)
Otros Gastos Fijos de Explotación	14	(1.480)	(1.396)
Otros Resultados	15	18	55
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>5.756</b>	<b>5.293</b>
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	16.1	(2.256)	(2.018)
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	16.2	(169)	(204)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>3.331</b>	<b>3.071</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>		<b>(451)</b>	<b>(493)</b>
Ingreso Financiero	17.1	81	131
Gasto Financiero	17.1	(544)	(639)
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	17.2	6	19
Diferencias de Cambio Netas	17.1	6	(4)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	18	35	11
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>2.915</b>	<b>2.589</b>
Impuesto sobre Sociedades	19	(681)	(696)
<b>RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS</b>		<b>2.234</b>	<b>1.893</b>
<b>RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO DEL PERÍODO</b>		<b>2.234</b>	<b>1.893</b>
Sociedad Dominante		2.198	1.888
Participaciones no Dominantes	36.2	36	5
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)</b>		<b>2,10</b>	<b>1,78</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)</b>		<b>2,10</b>	<b>1,78</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)</b>		<b>2,10</b>	<b>1,78</b>
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)</b>		<b>2,10</b>	<b>1,78</b>

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024.

**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADOS DE OTRO RESULTADO GLOBAL CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES**  
**A LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y 2024**

Millones de Euros	Notas	2025	2024
<b>RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO</b>		<b>2.234</b>	<b>1.893</b>
<b>OTRO RESULTADO GLOBAL:</b>			
<b>PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO</b>		<b>1</b>	<b>42</b>
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles			
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	36.111 y 38.1		52
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		1	
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral			
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo			
Efecto Impositivo	36.111 y 18		(10)
<b>PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO</b>		<b>130</b>	<b>142</b>
Operaciones de Cobertura		170	187
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	36.111 y 36.111		(333)
Importes Transferidos al Estado del Resultado		164	520
Otras Reclasificaciones			
Diferenciales de Conversión			
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	36.111		
Importes Transferidos al Estado del Resultado			
Otras Reclasificaciones			
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		2	1
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración	36.111 y 36.111		
Importes Transferidos al Estado del Resultado		2	
Otras Reclasificaciones			
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral			
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración			
Importes Transferidos al Estado del Resultado			
Otras Reclasificaciones			
Resto de Ingresos y Gastos que Pueden Reclasificarse Posteriormente al Resultado del Periodo			
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración			
Importes Transferidos al Estado del Resultado			
Otras Reclasificaciones			
Efecto Impositivo	36.111 y 18	(42)	(47)
<b>RESULTADO GLOBAL TOTAL</b>		<b>2.365</b>	<b>2.077</b>
<b>De la Sociedad Dominante</b>		<b>2.327</b>	<b>2.072</b>
<b>De las Participaciones no Dominantes</b>		<b>38</b>	<b>5</b>

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Otro Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024.



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y 2024**

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>29.119</b>	<b>28.232</b>
Inmovilizado Material	21	23.832	22.940
Inversiones Inmobiliarias	23	4	4
Activo Intangible	24	1.424	1.536
Fondo de Comercio	25	607	462
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	27	280	287
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	28	-	-
Otros Activos Financieros no Corrientes	29	695	829
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	48	331	377
Otros Activos no Corrientes	30	595	486
Activos por Impuesto Diferido	28	1.351	1.311
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>8.363</b>	<b>9.113</b>
Existencias	32	2.050	1.831
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	33	4.701	4.878
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores		4.125	4.194
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		337	265
Activos por Otros Impuestos		239	419
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	28	3	12
Otros Activos Financieros Corrientes	31	892	974
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	48	494	541
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	195	640
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	35	28	37
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>37.482</b>	<b>37.345</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>			
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>38</b>	<b>9.611</b>	<b>9.053</b>
De la Sociedad Dominante	38.1	8.522	8.110
Capital Social		1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas		6.082	5.593
(Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias)		(529)	(4)
Resultado del Periodo Atribuido a la Sociedad Dominante		2.198	1.888
Dividendo a Cuenta		(519)	(528)
Otros Instrumentos de Patrimonio Neto		5	5
Ajustes por Cambio de Valor		14	(114)
De las Participaciones no Dominantes	38.2	1.089	943
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>18.863</b>	<b>19.322</b>
Subvenciones	37	260	249
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	28	4.450	4.413
Provisiones no Corrientes	38	2.673	2.758
Provisiones por Prestaciones al Personal	38.1	232	227
Otras Provisiones no Corrientes		2.441	2.531
Deuda Financiera no Corriente	42.3	9.422	8.881
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	45	185	336
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	40	164	64
Otros Pasivos no Corrientes	39	568	574
Pasivos por Impuesto Diferido	26	1.141	1.047
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		<b>9.008</b>	<b>8.979</b>
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	28	523	487
Provisiones Corrientes	38	1.082	1.035
Provisiones por Prestaciones al Personal		-	-
Otras Provisiones Corrientes		1.082	1.035
Deuda Financiera Corriente	42.3	1.005	613
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	45	514	656
Otros Pasivos Financieros Corrientes	40	63	97
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	41	5.806	6.065
Proveedores y otros Acreedores		4.932	5.149
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		298	309
Pasivos por Otros Impuestos		576	607
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	35	15	17
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		<b>37.482</b>	<b>37.345</b>

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Situación Financiera Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024.



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE**  
**AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2025**

	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominicana (Nota 38.1)							Total Patrimonio Neto
	Capital	Fondos Propios			Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes (Nota 38.2)	
		Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Periodo				
<b>Saldo Inicial a 1 de enero de 2025</b>	1.271	5.064	(4)	1.888	5	(114)	943	9.053
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Ajustado</b>	1.271	5.064	(4)	1.888	5	(114)	943	9.053
<b>Resultado Global Total</b>	-	1	-	2.198	-	128	38	2.365
<b>Operaciones con Socios o Propietarios</b>	-	(1.390)	(525)	-	-	-	108	(1.997)
Aumentos / (Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	38.116	(1.379)	-	-	-	-	(71)	(1.450)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	36.118	-	(525)	-	-	-	-	(525)
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	71	(11)	-	-	-	-	179	168
<b>Otras Variaciones de Patrimonio Neto</b>	-	1.888	-	(1.888)	-	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	1.888	-	(1.888)	-	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Final a 31 de diciembre de 2025</b>	1.271	5.563	(529)	2.198	5	14	1.089	9.611

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO CORRESPONDIENTE**  
**AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2024**

Miliones de Euros

Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominicana (Nota 34.1)					Participaciones no Dominantes (Nota 34.2)	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Fondos Propios	Resultados del Periodo	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto		
			Acciones en Patrimonio Propias			Ajustes por Cambio de Valor	
<b>Saldo Inicial a 1 de enero de 2024</b>	1.271	5.259	(4)	742	5	(256)	187
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por Errores	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Ajustado</b>	1.271	5.259	(4)	742	5	(256)	187
<b>Resultado Global Total</b>	-	42	-	1.888	-	142	5
<b>Operaciones con Socios o Propietarios</b>	-	(979)	-	-	-	-	751
Aumentos / (Reducciones) de Capital	-	-	-	-	-	-	(1)
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de Dividendos	-	(1.059)	-	-	-	-	(17)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	-	-	-	-	-	-	-
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	-	80	-	-	-	-	789
<b>Otras Variaciones de Patrimonio Neto</b>	-	742	-	(742)	-	-	-
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	-	-	-
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto	-	742	-	(742)	-	-	-
Otras Variaciones	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Final a 31 de diciembre de 2024</b>	1.271	5.064	(4)	1.888	5	(114)	943

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024.



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES A**  
**LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS**  
**A 31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y 2024**

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
<b>Resultado Bruto Antes de Impuestos</b>		<b>2.915</b>	<b>2.589</b>
<b>Ajustes del Resultado:</b>		<b>3.299</b>	<b>3.033</b>
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	18	2.425	2.222
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		874	811
<b>Cambios en el Capital Corriente:</b>	47.1	<b>(776)</b>	<b>(733)</b>
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		697	799
Existencias		(952)	(835)
Activos Financieros Corrientes		(122)	(6)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		(399)	(691)
<b>Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:</b>	47.1	<b>(1.367)</b>	<b>(1.322)</b>
Cobro de Intereses		46	113
Cobro de Dividendos		8	10
Pagos de Intereses		(374)	(547)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(869)	(629)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(198)	(269)
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>	47	<b>4.051</b>	<b>3.567</b>
<b>Pagos por Inversiones</b>		<b>(3.430)</b>	<b>(2.466)</b>
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	47.2	(1.844)	(1.846)
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo		(970)	-
Adquisiciones de otras Inversiones	47.2	(608)	(620)
<b>Cobros por Desinversiones</b>		<b>581</b>	<b>938</b>
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	47.2	88	30
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	47.2	13	-
Enajenaciones de otras Inversiones	47.2	480	908
<b>Otros Flujos de Efectivo de Actividades de Inversión</b>	47.2	<b>140</b>	<b>195</b>
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión		140	195
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	47	<b>(2.709)</b>	<b>(1.333)</b>
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	47.3	(355)	835
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	42.3 y 47.3	9	818
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	42.3 y 47.3	(26)	(40)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	42.3 y 47.3	(155)	(4.041)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	36.1 y 36.1, 12 y 47.3	(1.369)	(1.058)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes	47.3	(71)	(14)
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>	47	<b>(1.987)</b>	<b>(3.500)</b>
<b>FLUJOS NETOS TOTALES</b>		<b>(645)</b>	<b>(1.266)</b>
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		-	-
<b>VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES</b>		<b>(645)</b>	<b>(1.266)</b>
<b>EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES</b>	38	<b>840</b>	<b>2.106</b>
Efectivo en Caja y Bancos		78	1.281
Otros Equivalentes de Efectivo		762	825
<b>EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES</b>	38	<b>195</b>	<b>840</b>
Efectivo en Caja y Bancos		145	78
Otros Equivalentes de Efectivo		50	762

Las Notas 1 a 54 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024.



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS**  
**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO**  
**A 31 DE DICIEMBRE DE 2025**

**Índice**

1. Actividad y Cuentas Anuales del Grupo .....	12
2. Bases de presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas .....	13
2.1. Normativa contable aplicada .....	13
2.2. Principio de empresa en funcionamiento .....	13
3. Principios, políticas contables y normas de valoración .....	14
3.1. Estimaciones contables relevantes realizadas .....	14
3.2. Normas de valoración .....	15
4. Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones .....	49
5. Información sobre cuestiones no financieras .....	49
5.1. Cambio Climático .....	49
5.2. Situación geopolítica .....	56
5.3. Interrupción del suministro de energía en la Península Ibérica .....	57
6. Regulación sectorial .....	57
6.1. Marco normativo de España .....	57
6.2. Marco normativo de Europa .....	93
7. Cambios en el perímetro de consolidación .....	101
7.1. Sociedades Dependientes .....	102
7.2. Sociedades Asociadas .....	104
7.3. Acuerdos Conjuntos .....	104
8. Combinación de Negocios .....	106
9. Información por Segmentos .....	109
9.1. Criterios de segmentación .....	109
9.2. Información por Segmentos .....	109
9.3. Información por áreas geográficas .....	115
10. Ingresos .....	116
10.1. Ingresos por ventas y prestaciones de servicios .....	116
10.2. Otros ingresos de explotación .....	116
11. Aprovisionamientos y servicios .....	117
11.1. Compras de energía .....	117
11.2. Consumo de combustibles .....	117
11.3. Otros aprovisionamientos variables y servicios .....	117
12. Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas .....	118
13. Gastos de personal .....	118
14. Otros gastos fijos de explotación .....	118
15. Otros resultados .....	119
16. Amortizaciones y pérdidas por deterioro .....	119
16.1. Amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros .....	119
16.2. Pérdidas por deterioro de activos financieros .....	120



17. Resultado financiero.....	120
17.1. Resultado financiero sin instrumentos financieros derivados .....	120
17.2. Ingresos y gastos financieros por instrumentos financieros derivados .....	121
18. Resultado neto de sociedades por el método de la participación .....	121
19. Impuesto sobre Sociedades.....	121
20. Beneficio básico y diluido por acción .....	124
21. Inmovilizado material.....	124
21.1. Principales inversiones y desinversiones.....	127
21.2. Compromisos de adquisición .....	128
21.3. Test de deterioro.....	128
21.4. Otra información.....	130
22. Derechos de uso .....	131
22.1. Derechos de uso como arrendatario .....	132
22.2. Derechos de uso como arrendador.....	132
23. Inversiones inmobiliarias .....	133
23.1. Otra información.....	134
24. Activo intangible .....	135
24.1. Principales inversiones y desinversiones.....	136
24.2. Compromisos de adquisición .....	136
24.3. Test de deterioro .....	137
24.4. Otra información.....	137
25. Fondo de comercio.....	138
25.1. Otra información.....	138
26. Activos y pasivos por impuesto diferido .....	138
26.1. Activos y pasivos por impuesto diferido .....	138
26.2. Otra información.....	140
27. Inversiones contabilizadas por el método de la participación y sociedades de operación conjunta .....	140
27.1. Inversiones contabilizadas por el método de la participación .....	140
27.2. Sociedades de operación conjunta .....	145
28. Activos y pasivos de contratos con clientes .....	146
28.1. Activos no corrientes y corrientes de contratos con clientes.....	146
28.2. Pasivos no corrientes y corrientes de contratos con clientes.....	146
29. Otros activos financieros no corrientes .....	147
29.1. Préstamos y otras partidas a cobrar .....	147
29.2. Instrumentos de patrimonio.....	148
30. Otros activos no corrientes.....	148
31. Otros activos financieros corrientes .....	149
32. Existencias .....	149
32.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	149
32.2. Garantías de origen y otros certificados ambientales .....	150
32.3. Compromisos de adquisición .....	150
32.4. Otra información.....	150
33. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar .....	151
34. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	152
35. Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas .....	152



36. Patrimonio neto .....	153
36.1. Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante .....	153
36.2. Patrimonio neto: de las Participaciones no Dominantes .....	161
37. Subvenciones .....	163
38. Provisiones .....	163
38.1. Provisiones para pensiones y otras obligaciones similares .....	163
38.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla .....	169
38.3. Otras provisiones .....	171
39. Otros pasivos no corrientes .....	172
40. Otros pasivos financieros no corrientes y corrientes .....	172
41. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar .....	172
41.1. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio, modificado por la Ley 18/2022, de 28 de septiembre .....	173
42. Instrumentos financieros .....	174
42.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes .....	174
42.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes .....	177
42.3. Deuda financiera .....	178
42.4. Otros aspectos .....	181
42.5. Pérdidas y ganancias por categorías de activos y pasivos financieros .....	184
43. Control y gestión de riesgos financieros .....	185
43.1. Riesgo de tipo de interés .....	185
43.2. Riesgo de tipo de cambio .....	186
43.3. Riesgo de precio de materias energéticas .....	187
43.4. Riesgo de liquidez .....	189
43.5. Riesgo de crédito .....	189
43.6. Riesgo de concentración .....	191
43.7. Riesgo de compromisos de compra de materias energéticas .....	192
44. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes .....	192
45. Instrumentos financieros derivados .....	194
45.1. Instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura .....	195
45.2. Instrumentos financieros derivados no designados como instrumentos de cobertura .....	202
46. Medición a valor razonable .....	204
46.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros .....	204
46.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable .....	204
46.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros .....	205
46.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable .....	206
46.5. Nivel 3 de jerarquía de valor razonable .....	207
47. Estado de flujos de efectivo .....	207
47.1. Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación .....	208
47.2. Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión .....	209
47.3. Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación .....	210
48. Saldos y transacciones con partes vinculadas .....	211
48.1. Gastos e ingresos y otras transacciones .....	212
48.2. Empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta .....	215
48.3. Administradores y Alta Dirección .....	215
49. Compromisos de adquisición y garantías comprometidas con terceros y otros compromisos .....	224



50. Retribución de auditores .....	225
51. Plantilla .....	225
51.1. Plantilla final .....	225
51.2. Plantilla media .....	225
52. Provisiones, activos y pasivos contingentes .....	227
53. Normas contables de futura aplicación .....	233
54. Hechos posteriores .....	234
ANEXO I: Sociedades y participaciones relevantes de Endesa.....	236



**ENDESA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**  
**MEMORIA DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS**  
**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO**  
**A 31 DE DICIEMBRE DE 2025**

**1. Actividad y Cuentas Anuales del Grupo**

Endesa, S.A. (en adelante, la «*Sociedad Dominante*» o la «*Sociedad*») y sus sociedades filiales integran el Grupo Endesa (en adelante, «*Endesa*»). Endesa, S.A. tiene su domicilio social y fiscal, así como sus oficinas principales en Madrid (España), calle Ribera del Loira, 60.

La Sociedad fue constituida en España con la forma mercantil de Sociedad Anónima en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y cambió su denominación social por la de Endesa, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997. Desde dicha fecha no se ha producido ningún cambio posterior en su denominación social.

Endesa tiene como objeto social el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido por las participaciones en otras sociedades. Endesa desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, principalmente en España y Portugal, así como mediante sucursales en varios países europeos, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2025 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 y las de cada una de las sociedades integradas en Endesa, correspondientes al ejercicio 2025, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran en su mayor parte pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores de la Sociedad Dominante entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme estén presentadas.

En estas Cuentas Anuales Consolidadas se utiliza como moneda de presentación el euro y las cifras se presentan en millones de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación de la Sociedad Dominante.

La Sociedad está integrada en el Grupo Enel, cuya Sociedad Dominante última es Enel, S.p.A., que se rige por la legislación vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es Enel Iberia, S.L.U. con domicilio social en Madrid, calle Ribera del Loira, 60. A 31 de diciembre de 2025 y a 31 de diciembre de 2024, el Grupo Enel controla, a través de Enel Iberia, S.L.U., a efectos exclusivamente contables, teniendo en cuenta las acciones en patrimonio propias en poder de Endesa, S.A., el 71,4 % y el 70,1 % del capital social de Endesa, S.A., respectivamente. A efectos mercantiles, el porcentaje del capital social de Endesa, S.A. que el Grupo Enel posee a través de Enel Iberia, S.L.U., a 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el 70,1 % (véase Nota 36.1.8).

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enel correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 22 de mayo de 2025 y depositadas en los Registros Mercantiles de Roma y Madrid.



## 2. Bases de presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas

### 2.1. Normativa contable aplicada

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 20 de febrero de 2026, han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y en las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea (UE) a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002, de 19 de julio, del Parlamento Europeo y del Consejo y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables a Endesa y se someterán a la aprobación de la Junta General de Accionistas, estimándose que se aprobarán sin modificaciones.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de Endesa a 31 de diciembre de 2025, del resultado global consolidado de sus operaciones, de los cambios en el Patrimonio Neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en Endesa en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas se han preparado siguiendo las mismas Políticas Contables, Bases de Presentación y Normas de Valoración aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024, a excepción de las nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) y cuya primera aplicación por Endesa se ha producido en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 (véase Nota 4), y siguiendo el principio de empresa en funcionamiento mediante la aplicación del método de coste, con excepción de las partidas que, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), se registran a valor razonable, tal y como se indica en las Normas de Valoración de cada partida. Por otra parte, las partidas del Estado del Resultado Consolidado se clasifican por naturaleza de los costes.

Las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 de Endesa han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes sociedades integradas en Endesa.

Cada Sociedad Dependiente prepara sus Estados Financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y a las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

En la Nota 4 se detallan los cambios en políticas contables que se han producido a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

### 2.2. Principio de empresa en funcionamiento

A 31 de diciembre de 2025 Endesa, como consecuencia de su política financiera y de gestión de tesorería, mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 645 millones de euros. En este sentido, los estados de liquidez de Endesa previstos para el próximo ejercicio, unido al importe disponible en líneas de crédito a largo plazo que posee la Sociedad (véase Nota 42.4.1), aseguran que ésta disponga de recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones, realizar sus activos y liquidar sus pasivos por los importes con que figuran en el Estado de Situación adjunto.

En consecuencia, los Administradores de la Endesa han preparado los Estados Financieros Consolidados adjuntos aplicando el principio de empresa en funcionamiento.



### 3. Principios, políticas contables y normas de valoración

#### 3.1. Estimaciones contables relevantes realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas, que han sido formuladas en sesión del Consejo de Administración de 20 de febrero de 2026, es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante, que manifiestan expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea (UE).

En el proceso de preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se ha requerido la utilización de diversas estimaciones y juicios profesionales por parte de la Dirección de Endesa, necesarios para cuantificar determinados activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Estas estimaciones se elaboran a partir de la mejor información disponible y se revisan periódicamente. En términos generales, hacen referencia a los siguientes aspectos:

- Cambio Climático (véase Nota 5.1).

Endesa considera que los asuntos relacionados con el Cambio Climático representan un elemento implícito en la aplicación de las metodologías y modelos utilizados en las estimaciones realizadas por la Dirección para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos.

A tal efecto, las estimaciones sobre las que el Cambio Climático puede tener un impacto más significativo se refieren, entre otros aspectos, a la determinación de la vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3.2b y 3.2d), a las obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética, tanto en relación con los empleados afectados como con los costes futuros asociados al cierre y desmantelamiento de las instalaciones (véanse Notas 3.2k y 3.3), y a la valoración de los activos no financieros al objeto de determinar la existencia de posibles pérdidas por deterioro de los mismos (véanse Notas 3.2e, 21.3 y 24.3).

- Deterioro y valoración de activos no financieros.

Valoración de activos no financieros para determinar la existencia de posibles pérdidas por deterioro de los mismos (véanse Notas 3.2e, 21.3 y 24.3).

- Vida útil de activos materiales e intangibles.

Vida útil de los activos materiales e intangibles conforme a la evolución tecnológica, regulatoria y operativa (véanse Notas 3.2b y 3.2d).

- Obligaciones derivadas del cierre de instalaciones y restauración de terrenos.

Estimación de los costes futuros asociados al cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3.2b, 3.2k y 3.3).

- Energía suministrada pendiente de facturar.

Cálculo de la energía servida a clientes y pendiente de facturar (véanse Notas 3.2ñ.1 y 33).

- Instrumentos financieros.

Hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véanse Notas 3.2g, 3.2o y 46).

- Provisión para pensiones y obligaciones similares y planes de reestructuración.

Hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y provisiones con los empleados así como las fechas y condiciones de salida de los empleados afectados por los expedientes de regulación de empleo y los acuerdos de suspensión de contratos (véanse Notas 3.2k.1, 3.2k.2, 38.1 y 38.2).



– Regulación sectorial (véase Nota 6).

Impactos derivados de la interpretación de la normativa existente o de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico cuyos efectos económicos definitivos vendrán determinados finalmente por las resoluciones de los organismos competentes, algunas de las cuales están pendientes de emitirse en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Coste por financiación del Bono Social devengado conforme a lo establecido en el mecanismo de financiación de dicho coste.

Devengo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional.

Devengo de la actividad de distribución eléctrica por activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2021, así como los incentivos de la actividad de distribución.

Devengo de la actividad de producción de energía renovable con régimen retributivo específico y cálculo del ajuste por desviaciones en el precio del mercado de acuerdo con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, modificado por el Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre (véanse Notas 10.1, 29.1 y 40).

– Impuestos y otros.

Probabilidad de ocurrencia e importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 3.2k y 38.3). En particular, para las incertidumbres sobre tratamientos fiscales inciertos, aplica el método del importe más probable para reflejar el efecto de la incertidumbre (véanse Notas 3.2n, 19, 26 y 41).

Hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véanse Notas 3.2n y 26.1).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en las correspondientes Cuentas Anuales Consolidadas futuras.

### 3.2. Normas de valoración

Las normas de registro y valoración materiales o de importancia relativa utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

#### a) Principios de consolidación y combinaciones de negocios

##### a.1. Principios de consolidación

##### a.1.1. Sociedades y participaciones de Endesa

##### Sociedades Dependientes

Son Sociedades Dependientes aquéllas en las que la Sociedad Dominante tiene control, directa e indirectamente, tiene poder sobre la participada, está expuesta a sus rendimientos variables, o tiene derechos que le otorgan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de esa participada. En este sentido, se entiende que una sociedad está expuesta a los rendimientos variables de una participada cuando éstos varían en función de la evolución económica de la misma y puede ejercer su poder para influir sobre los rendimientos variables.



La existencia de control se deriva de los derechos sustantivos mantenidos sobre la participada, para lo cual, la Dirección de Endesa aplica su juicio para evaluar si dichos derechos sustantivos le aportan el poder para dirigir las actividades relevantes de la participada con el objetivo de afectar a sus retornos. Para ello, se tienen en cuenta todos los hechos y circunstancias concurrentes a la hora de evaluar si controla o no una participada, analizando factores tales como contratos con terceras partes, derechos derivados de otros acuerdos contractuales, así como derechos de voto reales y potenciales, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder de Endesa o de terceros ejercitables o convertibles en la fecha de cierre contable.

Cuando se producen hechos que afectan al poder sobre la participada, la exposición a los rendimientos variables por la implicación continuada, o la capacidad de utilizar el poder sobre la participada para influir en el importe de los rendimientos, se reevalúa la existencia de control sobre la citada participada.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, Endesa no posee Entidades Estructuradas que, según define la NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades», hayan sido diseñadas de modo que los derechos de voto y otros derechos similares no son el factor primordial a la hora de definir el control.

Las Sociedades Dependientes se consolidan desde la fecha de adquisición, que es aquella en la que Endesa obtiene efectivamente el control de las mismas integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de Endesa.

Los resultados de las Sociedades Dependientes adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen en el Estado del Resultado Consolidado desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación, según corresponda.

Todos los saldos y transacciones entre las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas por integración proporcional.

Cuando se realiza una transacción por la que se pierde el control de una Sociedad Dependiente y se retiene una participación en dicha sociedad, el registro inicial de la participación retenida se realiza por el valor razonable de la participación en el momento de la pérdida de control. La diferencia entre el valor razonable de la contraprestación recibida en la operación, más el valor razonable de la inversión mantenida, más el valor en libros de las participaciones no controladas en la anterior subsidiaria y los activos y pasivos dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la pérdida de control de la sociedad previamente controlada se registra en el epígrafe «Otros Resultados» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en «Otro Resultado Global» se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos o pasivos relacionados.

Cuando se realiza una transacción por la que se adquiere el control de una sociedad en la que previamente se ostentaba una participación (adquisición por etapas), el registro inicial de la participación anterior se realiza por el valor razonable en el momento de la toma de control. La diferencia entre dicho valor razonable y el valor en libros de la inversión mantenida previamente, se registra en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en «Otro Resultado Global» se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos y pasivos relacionados.

Los cambios en la participación en las Sociedades Dependientes que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio ajustándose el importe en libros de las participaciones de control y de las Participaciones no Dominantes para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la subsidiaria. La diferencia que pueda existir entre el importe por el que se ajusten las Participaciones no Dominantes y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante.



Sociedades no consolidadas por el método de integración global con participación superior al 50 %

Endesa mantiene participaciones superiores al 50 % en determinadas sociedades, que se detallan a continuación. No obstante, dichas sociedades no se clasifican como Dependientes, sino como Operaciones Conjuntas, Negocios Conjuntos o Sociedades Asociadas, de acuerdo con los derechos y obligaciones derivados de los acuerdos de socios vigentes durante el ejercicio 2025. La clasificación obedece a los siguientes criterios:

- Operaciones Conjuntas: corresponde a aquellas inversiones en las que Endesa, en virtud del acuerdo de socios, ejerce control conjunto y ostenta derechos sobre los activos y obligaciones respecto de los pasivos derivados de la operación.
- Negocios Conjuntos: incluye aquellas sociedades sobre las que Endesa ejerce control conjunto y tiene derecho a los activos netos de la entidad, sin derechos directos sobre activos individuales ni obligaciones específicas sobre pasivos concretos.
- Sociedades Asociadas: se incluyen aquellas entidades en las que Endesa mantiene influencia significativa, sin ostentar control ni control conjunto.

En los supuestos de control conjunto, las decisiones relativas a las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten dicho control, conforme a lo previsto contractualmente. En los casos de influencia significativa, Endesa dispone de la capacidad de intervenir en las políticas financieras y operativas de la participada, sin llegar a dirigirlas de forma unilateral (véase Nota 27).

Sociedad	Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Método de Consolidación
	Control	Económico	
Asociación Nuclear Ascó-Vandellòs II, A.T.E.	85,41	85,41	I.P.
Front Maritim del Besòs, S.L.	61,37	61,37	M.P. (N.C.)
Renovables Brovales 400 kV, S.L.	64,15	32,08	M.P. (A)
Transformadora Almodóvar Renovables, S.L.	60,53	60,53	M.P. (A)
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L.	64,06	32,03	M.P. (A)

I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada

### Acuerdos Conjuntos

Un Acuerdo Conjunto es aquel que otorga a 2 o más partes un control conjunto, y para el que las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes que comparten el control.

Estos Acuerdos Conjuntos pueden ser una Operación Conjunta o un Negocio Conjunto, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes involucradas en el Acuerdo.

Para determinar el tipo de Acuerdo Conjunto que se deriva de un acuerdo contractual en la fecha de cierre contable, la Dirección evalúa la estructura y contenido legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros hechos y factores relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un Acuerdo Conjunto, se reevalúan estos hechos y factores relevantes.

#### Operaciones Conjuntas

Se consideran Operaciones Conjuntas aquellas entidades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que Endesa y el resto de partícipes tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos.

Las entidades de Operación Conjunta se consolidan, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la parte proporcional de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo, en función del porcentaje de participación de Endesa en dichas entidades, una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de Endesa.



#### Negocios Conjuntos

Se consideran Negocios Conjuntos aquellas sociedades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que Endesa y el resto de los partícipes tienen derecho sobre los activos netos.

Los Negocios Conjuntos se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas por el método de la participación.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el Estado de Situación Financiera Consolidado por la fracción de su Patrimonio Neto que representa la participación de Endesa en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con Endesa, más las plusvalías tácitas que correspondan al fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero en el Estado de Situación Financiera Consolidado a no ser que exista el compromiso por parte de Endesa de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se dota la correspondiente provisión que se registra en el epígrafe «*Provisiones no Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por las mismas que corresponden a Endesa conforme a su participación se incorporan al Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe «*Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación*».

Tras la aplicación del método de la participación, para aquellas participaciones cuyo valor incluya plusvalías tácitas derivadas del fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad, o para las que sin darse esta situación puedan existir indicios de deterioro, se evalúa el valor recuperable de la participación y, si éste resulta inferior al valor contable, se reconoce un deterioro por la diferencia entre el valor recuperable de la Sociedad Asociada o Negocio Conjunto, y su valor contable.

Para evaluar el valor recuperable, se calcula el mayor entre el valor razonable menos los costes de venta de la participación de Endesa en la empresa participada o el descuento de los flujos de caja futuros que se estima generará dicha sociedad, descontando de dicho importe la deuda a la fecha de cierre de los Estados Financieros, aplicando sobre dicho valor el porcentaje de participación de Endesa en la sociedad.

Si, como consecuencia de obligaciones legales o implícitas y una vez reducido el valor de la participación se produjesen pérdidas adicionales, éstas se reconocerán mediante el registro de un pasivo.

#### Sociedades Asociadas

Se consideran Sociedades Asociadas aquéllas en las que la Sociedad Dominante, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de explotación de una entidad, sin que suponga la existencia de control o de control conjunto sobre la misma.

En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre contable, teniendo en cuenta, igualmente, los derechos de voto potenciales poseídos por Endesa o por otra entidad.

Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que Endesa posee una participación superior al 20 %.



Endesa mantiene participaciones inferiores al 20 % en determinadas sociedades que, no obstante, se clasifican como empresas asociadas. Esta clasificación se fundamenta en que Endesa puede demostrar la existencia de influencia significativa sobre dichas entidades mediante otros mecanismos distintos al porcentaje de participación. En particular, dicha influencia se ejerce a través de la presencia en los Consejos de Administración, la participación en la definición y supervisión de las políticas relevantes de las sociedades, así como mediante el suministro de información técnica esencial para su operativa (véase Nota 27.1):

Sociedad	Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)	
	Control	Económico
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L.	19,23	9,62
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L.	16,00	8,00
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L.	10,36	10,36
Toro Renovables 400 KV, S.L.	8,28	8,28

Las Sociedades Asociadas se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas por el método de la participación, tal y como se describe en el apartado de negocios conjuntos.

#### Otras participaciones

Las magnitudes económicas de las sociedades participadas por Endesa que no tienen la consideración de Sociedades Dependientes, Operaciones Conjuntas, Negocios Conjuntos o Sociedades Asociadas presentan un interés desdeñable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Dependientes, las Operaciones Conjuntas, los Negocios Conjuntos y las Sociedades Asociadas de Endesa a 31 de diciembre de 2025 y 2024.

#### a.1.2. Homogeneización

Los Estados Financieros de las Sociedades Dependientes, operaciones conjuntas, los negocios conjuntos y sociedades asociadas utilizados para preparar los Estados Financieros Consolidados corresponden a 31 de diciembre de 2025 y se han elaborado de acuerdo con las políticas contables de Endesa. Si alguna de dichas sociedades utiliza políticas contables diferentes éstas son homogeneizadas a las utilizadas por Endesa.

#### a.1.3. Conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras

La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:

Magnitudes	Tipo de Cambio
Activos y Pasivos	• Tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas
Partidas de los Estados de Resultado	• Tipo de cambio medio del ejercicio.
Patrimonio Neto	• Tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición, o • Tipo de cambio medio del ejercicio de su generación, tanto en el caso de los resultados acumulados como de las aportaciones realizadas, según corresponda.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros se registran netas de su efecto fiscal en el epígrafe «Diferencias de Conversión» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado.

#### a.2. Combinaciones de negocio

En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, que constituyen un negocio, son registrados a valor razonable, excepto para determinados activos y pasivos que se valoran siguiendo los principios de valoración establecidos en las Normas. Si este valor razonable se determina de forma provisional, el valor de la Combinación de Negocios se reconoce por sus valores provisionales. Cualquier ajuste derivado de la finalización del proceso de valoración que no debe superar el plazo de 12 meses posterior a la Combinación de Negocios, se realizará, en su caso, con la consecuente re-expresión de las cifras comparativas. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el coste de adquisición de la sociedad filial y el valor razonable de los activos y pasivos de la misma, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como fondo de comercio. En el caso de que la diferencia sea negativa, y una vez revisados los valores razonables de los activos y pasivos



netos adquiridos ésta se registra con abono al Estado del Resultado Consolidado. Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gasto a medida que se incurren.

Cualquier contraprestación contingente derivada de una Combinación de Negocios, se reconoce a valor razonable en la fecha de adquisición. La obligación de pago derivada de una contraprestación contingente se reconoce en el Pasivo o Patrimonio Neto en el Estado de Situación Financiera Consolidado, según cumpla con la definición de estas partidas descrita en la NIC 32 «*Instrumentos Financieros: Presentación*». El derecho de cobro relacionado con una contraprestación contingente derivado de la devolución de contraprestaciones previamente transferidas se reconoce como un Activo en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

El valor de las Participaciones no Dominantes en el valor razonable de los activos netos adquiridos y en los resultados de las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes «*Patrimonio Neto: De las Participaciones no Dominantes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado y «*Participaciones no Dominantes*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado.

Si en la fecha de adquisición, los activos y pasivos adquiridos de una sociedad filial no constituyen un negocio, Endesa identificará y reconocerá los activos identificables individualmente adquiridos y los pasivos asumidos, de forma que el coste deberá distribuirse entre los activos identificables individualmente y los pasivos sobre la base de sus valores razonables relativos en la fecha de compra. Esta transacción no dará a lugar a un fondo de comercio.

## b) Inmovilizado material

### b.1. Costes de adquisición

El inmovilizado material está valorado por su coste, neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el coste también incluye en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente a la financiación específica o, de no existir, la tasa media de financiación de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiación en el ejercicio 2025 ha sido del 3,3 % (3,6 % en el ejercicio 2024) (véase Nota 42.3). El importe activado por este concepto ha ascendido a 10 millones de euros en el ejercicio 2025 (11 millones de euros en el ejercicio 2024) (véase Nota 17.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por este concepto se registran en el Estado del Resultado Consolidado como gasto en el epígrafe «*Gastos de Personal*» y como ingreso en el epígrafe «*Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo*». En el ejercicio 2025 el importe activado por este concepto ha ascendido a 144 millones de euros (129 millones de euros en el ejercicio 2024).
- Los costes futuros a los que Endesa deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión. Endesa revisa anualmente su estimación sobre los mencionados costes futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación. En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que Endesa deberá hacer frente hasta el momento en el que la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E., (Enresa) se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 38.3).

Los elementos adquiridos con anterioridad a 31 de diciembre de 2003 incluyen en el coste de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas para ajustar el valor del inmovilizado material con la inflación registrada hasta esa fecha.

Las obras en curso se traspasan al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su amortización.

Los costes de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor coste de los correspondientes bienes.



Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se imputan al Estado del Resultado Consolidado como coste del ejercicio en que se incurren (véase Nota 14).

Los activos indivisibles en los que Endesa tiene la propiedad compartida con otros propietarios (comunidades de bienes) son registrados por la parte proporcional que le corresponde al mismo en dichos activos (véase Nota 21.4).

En el caso de elementos incorporados al patrimonio de Endesa con el objeto de ser utilizados de forma duradera en su actividad, cuya finalidad sea la minimización del impacto medioambiental y la protección del Medioambiente, se registran en las correspondientes partidas del Inmovilizado Material e Intangible, de acuerdo con su naturaleza, valorándose a su precio de adquisición o coste de producción y siendo amortizados linealmente en los años de vida útil.

Tendrán naturaleza de gastos medioambientales los importes devengados en relación con las actividades destinadas a la gestión de los efectos medioambientales de las operaciones de la Sociedad.

El importe de los gastos medioambientales de las citadas actividades, así como aquellos que se produzcan como consecuencia de hechos acaecidos fuera de la actividad ordinaria de Endesa y no se espera que se produzcan con frecuencia, entre los que se incluirán las multas, sanciones y compensaciones a terceros por perjuicios causados por daños medioambientales, se consideran gastos de explotación y se registran en el Estado del Resultado Consolidado en función de su naturaleza.

Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3.2e, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, a excepción de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla y determinadas plantas renovables y activos de distribución descritos en dicha Nota (véanse Notas 3.2e.4 y 21.3).

## b.2. Amortizaciones

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo si lo hubiere, se amortiza, a partir del momento en que se encuentra en condiciones de uso, distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa cuando existen indicios de que pueda haber variado y, si procede, se ajusta de forma prospectiva.

A continuación, se presentan los periodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos durante los ejercicios 2025 y 2024:

	Intervalo de Años de Vida Útil Estimada	
	2025	2024
<b>Instalaciones de Generación:</b>		
Centrales Hidroeléctricas		
Obra Civil	100	100
Equipo Electromecánico	50	50
Centrales de Carbón	25-48	25-48
Centrales Nucleares	44-50	44-50
Centrales de Ciclo Combinado	40	40
Renovables		
Fotovoltaicas	30	30
Eólicas	30	30
<b>Instalaciones de Transporte y Distribución:</b>		
Red de Baja y Media Tensión	40	40
Equipos de Medida y Telecontrol	6-15	6-15
Otras Instalaciones	25	25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil ilimitada.



De acuerdo con la Ley 29/1985, de 2 de agosto, modificada parcialmente por la Ley 46/1999, de 13 de diciembre, todas las centrales de producción hidroeléctrica españolas se hayan sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. Según los términos de estas concesiones administrativas, a la terminación de los plazos establecidos, las indicadas instalaciones revierten a la propiedad del Estado en condiciones de buen uso, estableciéndose su plazo de reversión entre el 2025 y 2078 (véase Nota 38.3). Estas instalaciones se amortizan en el período concesional o durante su vida económica, el menor de estos 2 períodos.

Endesa ha evaluado las casuísticas específicas de dichas concesiones concluyéndose que, en ninguno de estos casos, se dan los factores determinantes para aplicar la CINIIF 12: «Acuerdos de Concesión de Servicios».

### b.3. Otros aspectos

Un elemento del inmovilizado material se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de inmovilizado material se reconocen como resultados del ejercicio en el epígrafe «Otros Resultados» del Estado del Resultado Consolidado y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

### c) Fondo de comercio

El fondo de comercio representa los beneficios económicos futuros que surjan de otros activos adquiridos en una Combinación de Negocios que no se identifican individualmente ni se reconocen por separado (véase Nota 3.2a).

Los fondos de comercio no se amortizan, sino que se asignan a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs), o conjunto de ellas, y, al cierre de cada ejercicio contable, se procede a estimar si se ha producido en ellos algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un importe inferior al coste neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno saneamiento.

Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3.2e, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

### d) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Los activos intangibles se amortizan linealmente en su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, que no se amortizan.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen activos intangibles con vida útil indefinida.

Un activo intangible se da de baja en cuentas cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de activos intangibles se reconocen como resultados del ejercicio en el epígrafe «Otros Resultados» del Estado del Resultado Consolidado y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la Nota 3.2e.

#### d.1. Concesiones

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que Endesa reconoce los activos como inmovilizado material (véase Nota 3.2b), éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o el plazo



concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por Endesa, se considera en los cálculos de deterioro de valor del inmovilizado como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras. Si Endesa tiene los activos cedidos en uso a cambio de una contraprestación, se aplican los criterios establecidos en la Nota 3.2f.

#### d.2. Gastos de investigación y desarrollo

Endesa sigue la política de registrar como activo intangible en el Estado de Situación Financiera Consolidado los costes de los proyectos en fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de desarrollo se amortizan durante su vida útil de acuerdo con un plan sistemático que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años.

Los costes de investigación se registran como gasto en el Estado del Resultado Consolidado. El importe de dichos costes en el Estado del Resultado Consolidado ha ascendido a 21 millones de euros en el ejercicio 2025 (24 millones de euros en el ejercicio 2024) y para todos ellos se ha solicitado u obtenido la certificación de una entidad acreditada por la Entidad Nacional de Acreditación en España (ENAC) y un Informe Motivado Vinculante (IMV) por el Ministerio de Ciencia e Innovación.

#### d.3. Otros activos intangibles

Estos activos, entre otros, corresponden a:

- Programas informáticos, que se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años. Durante los ejercicios 2025 y 2024 se han activado 31 millones de euros y 42 millones de euros de gastos de personal, respectivamente.
- Carteras de clientes adquiridas mediante Combinación de Negocios, como consecuencia de las operaciones de fusión de GEM Suministro Gas 3, S.L.U. y Madrileña Suministro de Gas, S.L.U., llevadas a cabo en los ejercicios 2012 y 2015, respectivamente, que se reconocen inicialmente por su valor razonable en la fecha de adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. El método de amortización de las mencionadas carteras es decreciente a lo largo de su vida útil y, a 31 de diciembre de 2025, oscila entre 15 años y 25 años en base a la disminución gradual esperada en dichas carteras.



#### d.4. Costes incrementales de obtención de un contrato con un cliente

Los costes incrementales de obtener un contrato son aquellos costes en los que se incurre para obtener un contrato con un cliente y en los que no se habría incurrido si el contrato no se hubiera obtenido.

Endesa reconoce los costes incrementales de la obtención de contratos con clientes como un activo intangible, en la medida que estén relacionados directamente con un contrato o un contrato futuro que pueda ser identificado específicamente y del cual se esperen recuperar dichos costes.

Dicho activo se amortiza de forma sistemática en función de la vida media esperada de los contratos con clientes asociados a dichos costes, que, a 31 de diciembre de 2025, oscila en un período comprendido entre 2 años y 15 años.

Los costes de obtener un contrato en los que Endesa habría incurrido independientemente de si se obtiene el contrato o no, se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado, cuando tengan lugar.

#### e) Deterioro de valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y, en cualquier caso, en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista tal indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que se han asignado fondos de comercio o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

Si el importe recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) fuera inferior al valor neto en libros de los activos asociados a la misma, se registra la correspondiente pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros» del Estado del Resultado Consolidado, asignándose dicha pérdida por deterioro, en primer lugar, al valor del fondo de comercio asignado a la misma y, a continuación, a los demás activos de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite del mayor entre su valor razonable menos los costes de venta, su valor en uso y cero.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con abono al Estado del Resultado Consolidado, con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento. En el caso del fondo de comercio, los saneamientos realizados no son reversibles.



### e.1. Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

Endesa considera que los activos del negocio de generación eléctrica, que pertenecen a un mismo sistema interconectado, y los del negocio de distribución eléctrica, que perciben una retribución conjunta, constituyen una Unidad Generadora de Efectivo (UGE).

Las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) más significativas existentes a 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Negocio	Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)	Descripción	Principales Características
Generación	Generación de la Península Ibérica	<ul style="list-style-type: none"> <li>La gestión de todos los activos de generación de la Península Ibérica, salvo las centrales de carbón, se realiza bajo un enfoque de portafolio integrado, cuyo objetivo último es maximizar el margen integrado de la generación y la comercialización de electricidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Todos los activos se gestionan de forma conjunta, independientemente del tipo de tecnología (ciclo combinado, fuel, nuclear y renovable, incluyendo hidroeléctrica), en función de la disponibilidad de las centrales, la meteorología, la demanda y la necesidad de cubrir las restricciones técnicas del Sistema, entre otros aspectos.</li> <li>La gestión conjunta y la diversificación de la cartera de generación permite a Endesa responder de forma elástica y flexible a las necesidades de la demanda mediante ofertas en distintos mercados, coordinados por un único representante y sujeto liquidador garantizando la seguridad del suministro.</li> <li>La toma de decisiones sobre las operaciones se realiza en función de la capacidad instalada de todo el parque de generación y con un enfoque de gestión del margen integrado tratando de optimizar las compras y ventas de electricidad.</li> </ul>
	Generación por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cada uno de estos ámbitos geográficos forman una Unidad Generadora de Efectivo (UGE) al realizarse dentro de cada uno de ellos una gestión conjunta de los activos, por tratarse de territorios aislados o poco conectados, en los que existe una retribución regulada que remunera las especificidades de cada ámbito geográfico y unos criterios diferenciados de ordenación de la actividad a nivel de cada Comunidad o Ciudad Autónoma.</li> </ul>	
Distribución	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los activos de la red de distribución en España constituyen una única Unidad Generadora de Efectivo (UGE), al estar dicha red de distribución formada por un conjunto de activos interrelacionados y dependientes entre sí cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestionan de forma conjunta.</li> </ul>	

### e.2. Cálculo del importe recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por este último el valor actual de los flujos de caja futuros estimados a través de su utilización en el curso normal del negocio y, en su caso, de su enajenación u otra forma de disposición, teniendo en cuenta su estado actual.

Para estimar el valor en uso, Endesa prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Dirección de Endesa sobre los ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren los próximos 3 años, salvo en las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla en las que las previsiones cubren los próximos 5 años, estimándose los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, tomando en consideración el valor residual, si lo hubiese, y aplicando tasas de crecimiento razonables crecientes que, en ningún caso, superan a las tasas de crecimiento para el sector.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el coste de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el coste actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas, de forma general, entre los analistas para el negocio y la zona geográfica.



### e.3. Principales hipótesis utilizadas en la determinación del valor en uso

Los modelos utilizados por Endesa para la determinación de las variables de mercado empleadas en la determinación del valor en uso manejan el Escenario que consideran más probable. En cualquier caso, a lo largo del ejercicio Endesa realiza, entre otros aspectos, un seguimiento de la evolución de las principales hipótesis utilizadas en la determinación del valor en uso al objeto de evaluar si algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro desde la fecha de cierre del ejercicio anterior.

#### Tasas de descuento

Las tasas de descuento antes de impuestos aplicadas en los ejercicios 2025 y 2024 a las principales Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) se encuentran en los siguientes rangos:

	Moneda	31 de diciembre de 2025 <sup>(1)</sup>		31 de diciembre de 2024 <sup>(1)</sup>	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Generación Península Ibérica	Euro	6,7	8,2	6,7	9,6
Generación Territorios No Peninsulares (TNP) <sup>(2)</sup>					
Baleares	Euro	7,7	7,7	6,9	8,0
Canarias	Euro	-	-	6,9	6,9
Ceuta	Euro	-	-	7,9	7,9
Melilla	Euro	6,8	6,8	7,6	7,6
Distribución	Euro	4,9	6,8	5,3	7,2

(1) La Compañía aplica un proceso iterativo para determinar la tasa de descuento antes de impuestos («pre-tax») que, al utilizarse sobre flujos también antes de impuestos, reproduce el mismo valor actual obtenido a partir de los flujos y tasas después de impuestos («post-tax»). En aquellos casos en los que la resolución matemática no es directa, la tasa de descuento no se presenta con el fin de evitar ofrecer información potencialmente incorrecta o que pueda inducir a interpretaciones erróneas.

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento de 2025, cabe destacar que la tasa libre de riesgo ha aumentado ligeramente, pasando de 3,01 % en el ejercicio 2024 al 3,20 % en el ejercicio 2025 y la prima de riesgo del negocio, que se basa en las betas desapalancadas consideradas para empresas de actividad similar, ha disminuido ligeramente tanto en los negocios liberalizados como en los negocios regulados.

#### Tasas de crecimiento

Las tasas de crecimiento medias empleadas para extrapolar las proyecciones de los ejercicios 2025 y 2024 (tasa g) han sido las siguientes:

	2025	2024
Generación Península Ibérica	0,0 - 2,2	0,0 - 4,3
Generación Territorios No Peninsulares (TNP) <sup>(1)</sup>		
Baleares	0,0	0,0
Canarias	0,0	0,0
Ceuta	0,0	0,0
Melilla	0,0	0,0
Distribución	2,0	1,8

(1) En las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla no se aplica una tasa de crecimiento porque se prevé una continuidad de los flujos de caja del negocio regulado de generación.

Estas tasas de crecimiento, que no superan la tasa media de crecimiento a largo plazo del Sector y los mercados en los que Endesa opera, se adecúan a la inflación a largo plazo de España, estando alineadas con las estimaciones del consenso del mercado.



### Hipótesis clave

Con estas premisas, el enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave consideradas ha tenido en consideración los siguientes conceptos y/o parámetros:

Conceptos y/o Parámetros	Descripción
Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica y de la Demanda de Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>La estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la previsión de incremento del Producto Interior Bruto (PIB) además de otros supuestos utilizados por Endesa respecto a la evolución del consumo de electricidad y gas en estos mercados.</li> </ul>
Medidas Regulatorias	<ul style="list-style-type: none"> <li>Una parte importante del negocio de Endesa está regulado y sujeto a una normativa amplia y compleja, que podría ser objeto de modificación, bien mediante la introducción de nuevas leyes, bien por modificaciones de las ya vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas otras que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.</li> </ul>
Hidraulicidad y Eolicidad Media	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio. No obstante, y en especial para el primer año de proyección, se toma en consideración la situación hidraulica y eólica real del año precedente, ajustando en consecuencia el año medio.</li> </ul>
Capacidad Instalada	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de telegestión, y en la actividad de comercialización las inversiones necesarias para desarrollar la actividad de otros productos y servicios.</li> </ul>
«Mix» de Producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Para la determinación del «mix» de producción se utilizan complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente y que tienen en cuenta factores tales como precios y disponibilidad de materias energéticas (petróleo «Brent», gas, carbón, etc.), evolución prevista de la demanda, planes de obra o de entrada en producción de nueva potencia en las distintas tecnologías. Estos modelos están en constante modificación, tomando en cuenta las variaciones que se van produciendo en aspectos tales como disponibilidad del parque de producción, disponibilidad de combustibles o entrada de nuevas plantas en explotación, y arrojan señales de precio en el Sistema, así como previsiones de costes de producción, a partir de los cuales se proyectan las producciones del parque de generación.</li> </ul>
Hipótesis de Precios de Venta y Compra de Energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las hipótesis de precios de venta y compra de energía se basan en complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del «pool» previsto se estima teniendo en cuenta distintos Escenarios respecto a la evolución prevista de una serie de factores determinantes como son los costes y producciones de las distintas tecnologías, la demanda eléctrica, los precios de las «commodities» y otras variables de mercado y macroeconómicas, y, como resultado de dichos modelos, se considera el Escenario más probable. A tal efecto, la evolución del precio del «pool» de la electricidad impacta principalmente en la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica.</li> </ul>
Los Precios de Comercialización de la Electricidad y del Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los precios de comercialización de la electricidad y del gas se determinan sobre la base de los precios establecidos en los contratos de venta suscritos y de los precios a futuro de la energía.</li> </ul>
Estimación de los Costes de Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> <li>Para la estimación de los costes de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados «forward» y estimaciones disponibles de analistas.</li> </ul>
Costes Fijos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los costes fijos se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla como a otros costes de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes.</li> </ul>
Derechos de Uso	<ul style="list-style-type: none"> <li>Para la determinación del valor en uso de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) que incorporan derechos de uso, se han excluido las cuotas fijas incluidas en el pasivo por arrendamiento.</li> </ul>
Hipótesis Relacionadas con el Entorno Macroeconómico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se consideran siempre fuentes externas (analistas, Organismos Oficiales nacionales e internacionales, etc.) como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del Producto Interior Bruto (PIB), variación de la demanda, inflación, variaciones de tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.</li> </ul>
Cambio Climático	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escenarios de Transición Energética e impactos del Cambio Climático utilizados en los modelos de valoración (véase Nota 5.1).</li> </ul>

A continuación, se detallan las hipótesis clave utilizadas para la determinación del valor en uso de los test de deterioro de valor de los activos no financieros a 31 de diciembre de 2025 (Plan Estratégico 2026-2028):

	2026	2027	2028
Precio del Brent (\$ / tbb)	60	71	73
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) (€ / t)	82	88	96
Precio del Gas TTF (€/MWh)	36	32	29
Precio del Gas PVB (€/MWh)	35	31	28
Demanda de Electricidad Península Ibérica (TWh)	253	256	264
Índice de Precios al Consumo (IPC) (medio) (%)	1,9	2,0	2,0
Crecimiento Producto Interior Bruto (PIB) España (%)	1,9	1,7	1,5
Precio Medio Aritmético Mercado Diario de Electricidad (€/MWh)	61	58	58



#### e.4. Test de deterioro

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa ha realizado un test de deterioro sobre las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) no poniéndose de manifiesto ninguna dotación o reversion de pérdida por deterioro a excepción de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

- Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, al objeto de adecuar el valor neto contable de los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla con su valor recuperable, se han registrado los siguientes importes:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Baleares		17	2
Canarias		(29)	5
Ceuta		1	1
Melilla		1	(2)
<b>TOTAL</b>	<b>8.2, 16.1 y 21.3</b>	<b>(10)</b>	<b>6</b>

Los importes reconocidos por deterioro en los ejercicios 2025 y 2024 son consecuencia de la actualización de las principales hipótesis utilizadas en la determinación del valor en uso de los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. En el ejercicio 2025 la revisión de dichas hipótesis incorpora también inversiones destinadas a la extensión de la vida útil de los activos de conformidad con la Resolución del procedimiento de concurrencia de nueva capacidad en los Territorios No Peninsulares (TNP) (véase Nota 6).

Adicionalmente, en los ejercicios 2025 y 2024 se han registrado pérdidas por deterioro en determinados activos. Los hechos acontecidos que han motivado las principales dotaciones y reversiones por deterioro han sido los siguientes:

- Plantas renovables.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión de la Compañía, se ha registrado una dotación de pérdidas por deterioro por importe total neto de 150 millones de euros y 124 millones de euros, respectivamente.

- Activos de distribución.

A 31 de diciembre de 2025 se ha registrado una pérdida por deterioro de valor de varios proyectos correspondientes, principalmente, a planes de inversión para el desarrollo de redes de alta tensión, por importe de 45 millones de euros, como consecuencia de determinadas dificultades técnicas y administrativas que imposibilitan el poder dar continuidad a estos proyectos y obtener una rentabilidad razonable.

- Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 se ha registrado una reversión del deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 1 millón de euros y 2 millones de euros, respectivamente, como consecuencia de la solicitud de prórroga de la concesión del Terminal que, como máximo, podría llegar hasta el año 2057 (véanse Notas 16.1 y 21.3).



## e.5. Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 Endesa ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad sobre los resultados de los test de deterioro descritos, a través del impacto sobre el valor recuperable de las variaciones razonables de las principales hipótesis clave manteniendo constantes el resto de variables conforme al siguiente detalle por Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs):

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025					
	Generación Península Ibérica		Generación Territorios No Peninsulares (TNP)		Distribución	
	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Aumento en 50 p.b. de la Tasa de Descuento	(3.475)	-	(11)	-	(2.521)	-
Aumento en 100 p.b. de la Tasa de Descuento	(6.723)	-	(21)	-	(4.325)	-
Disminución en 50 p.b. de la Tasa de Crecimiento	-	(3.396)	-	(1)	-	(2.413)
Disminución del 5 % del Precio del «Pool»	-	(1.098)	-	Na	-	Na
Incremento del 5 % de los Costes de Operación y Mantenimiento	(513)	-	(70)	-	(589)	-
Incremento del 5 % de las Inversiones de Mantenimiento	(697)	-	(18)	-	(880)	-
Disminución del 1 % de la Demanda de Electricidad	-	(1.873)	-	(7)	-	Na
Disminución del 5 % del Precio del Brent (\$ / bbl)	-	(1)	-	Na	-	Na
Disminución del 5 % del Precio del Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	-	(355)	-	Na	-	Na
Disminución del 5 % del Precio del Gas (€/MWh)	-	(948)	-	Na	-	Na
Aumento / Disminución del 1 % del Índice de Precios al Consumo (IPC) (medio) (%)	(518)	(83)	-	Na	(713)	-
Disminución del 1 % del Producto Interior Bruto (PIB) España (%)	-	(1.547)	-	(6)	-	Na

A 31 de diciembre de 2025, como resultado de dicho análisis de sensibilidad, se concluye que una modificación desfavorable en las hipótesis clave utilizadas dentro de los rangos considerados, manteniendo sin cambios el resto de variables, no resultaría en un deterioro de activos, salvo los activos de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla y de los activos del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz), cuyo valor en libros se ha ajustado al valor en uso.

## f) Arrendamientos

Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Al inicio de un contrato Endesa evalúa si es, o contiene, un arrendamiento, y analiza si se incluyen varios componentes para contabilizar de forma separada el arrendamiento del resto de componentes que no constituyen un arrendamiento.

### f.1. Arrendatario

Cuando el contrato contiene un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales, Endesa distribuye la contraprestación del contrato a cada componente del arrendamiento en función del precio individual relativo del componente de arrendamiento, y el precio individual agregado de los componentes que no sean arrendamiento.

Los arrendamientos en los que Endesa actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato registrando en el Estado de Situación Financiera Consolidado como un activo por derecho de uso que representa el derecho a la utilización del activo arrendado y un pasivo por el valor presente de la obligación de realizar los pagos de arrendamiento durante el plazo del mismo.

En el momento inicial el activo por derecho de uso se medirá al coste que comprenderá el importe de la valoración inicial del pasivo por arrendamiento, así como cualquier pago por arrendamiento efectuado en la fecha de comienzo o antes de esta, descontando cualquier incentivo de arrendamiento recibido, más cualquier coste directo inicial incurrido y una estimación de los costes que se incurrirán al desmantelar y eliminar el activo subyacente, rehabilitar el lugar en el que se ubique o devolver dicho activo a la condición exigida según el contrato.



Para determinar el plazo de los arrendamientos Endesa ha considerado el periodo no revocable del contrato salvo para aquellos contratos en los que disponga de una opción unilateral de ampliar o terminar, en cuyo caso se ha considerado el periodo ampliado o terminado anticipadamente, si existe razonable certeza de que se vaya a ejercer tal opción. En este aspecto, Endesa ha tomado en consideración el horizonte temporal contemplado en el proceso presupuestario.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, Endesa valora el activo por derecho de uso al coste menos la amortización acumulada y las pérdidas por deterioro, ajustándose asimismo por cualquier cambio en la valoración de los pasivos por arrendamientos asociados. Los derechos de uso se amortizan en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

El valor inicial del pasivo por arrendamiento se calcula, en la fecha de comienzo del arrendamiento, como el valor de los pagos futuros por el mismo, que no estén abonados en dicha fecha, y descontados, con carácter general, al tipo de interés implícito del contrato. De no disponerse el tipo de interés implícito del arrendamiento, Endesa utiliza la tasa incremental de sus préstamos, considerando el plazo del contrato y el tipo de activo subyacente. Estos pagos comprenderán los pagos fijos o sustancialmente fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento a recibir por parte de Endesa, así como los pagos variables que dependen de un índice o tipo, las cantidades que Endesa espera pagar por garantías del valor residual del activo subyacente, el precio de ejercicio de la opción de compra si Endesa tiene la certeza razonable que la va a ejercitar y los pagos de penalizaciones por rescisión del arrendamiento si el plazo de arrendamiento refleja el ejercicio por parte de Endesa de la opción de cancelación anticipada.

Posteriormente, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar el interés sobre el pasivo por arrendamiento y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre carga financiera y reducción de la deuda. La carga financiera se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene un tipo de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar.

El pasivo por arrendamiento se deberá reevaluar cuando ocurran ciertos cambios en los pagos tales como por ejemplo cambios en el plazo de arrendamiento o cambios en los pagos futuros. En estos casos, generalmente, se deberá reconocer el importe de la reevaluación del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por el derecho de uso.

Las cuotas de arrendamiento variables, así como aquellas cuotas contingentes cuando es probable que se vaya a incurrir en las mismas, se registran como un gasto en el Estado del Resultado Consolidado.

En el caso de arrendamientos a corto plazo y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD)), Endesa ha optado por reconocer los importes devengados por los mismos como gasto de forma lineal a lo largo del periodo de arrendamiento.

## f.2. Arrendador

Para un contrato que contiene un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales de arrendamiento o que no son arrendamientos, Endesa distribuye la contraprestación del contrato del mismo modo que se hace para los ingresos ordinarios procedentes de los contratos con clientes (véase Nota 3.2ñ.1).

Los arrendamientos en los que Endesa transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo subyacente se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo financiero por el valor actual de los pagos mínimos a recibir por el arrendamiento más el valor residual del activo, descontados al tipo de interés implícito del contrato. Estos pagos comprenderán los pagos fijos o sustancialmente fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por pagar, así como los pagos variables que dependen de un índice o tipo, cualquier garantía del valor residual del activo subyacente proporcionada al arrendador por el arrendatario, el precio de ejercicio de la opción de compra si el arrendatario tiene la certeza razonable que la va a ejercitar y los pagos de penalizaciones por rescisión del arrendamiento si el plazo de arrendamiento refleja el ejercicio por parte del arrendatario de la opción de cancelación anticipada. La diferencia entre el activo financiero registrado y la cantidad a cobrar, correspondiente a intereses no



devengados, se imputará en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio en que dichos intereses se devenguen, de acuerdo con el método del tipo de interés efectivo.

En los arrendamientos operativos Endesa reconoce los pagos por el arrendamiento como ingresos de forma lineal. Asimismo, reconocerá como un gasto los costes, incluyendo la depreciación, incurridos para obtener los ingresos del arrendamiento.

### f.3. Transacciones de venta con arrendamiento posterior

Endesa aplica los requerimientos para la determinación de cuando se satisface una obligación de ejecución de acuerdo con el reconocimiento de ingresos ordinarios de los contratos con clientes para establecer si la transferencia de un activo debe reconocerse como la venta de ese activo (véase Nota 3.2ñ.1).

Si se cumplen los criterios de reconocimiento de la venta, Endesa, como arrendatario-vendedor, medirá el activo por derecho de uso derivado del arrendamiento posterior como una proporción del valor contable previo del activo relacionado con los derechos de uso conservados por Endesa, reconociéndose solo el importe de cualquier pérdida o ganancia que se refiera a los derechos transferidos al comprador.

Si no se cumplen los criterios de reconocimiento de la venta, Endesa, como arrendatario-vendedor, continúa registrando el activo y reconoce un pasivo financiero por la contraprestación recibida (véase Nota 3.2g.4).

## g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero, o a un instrumento de patrimonio, en otra entidad.

### g.1. Clasificación y valoración de los activos financieros excepto instrumentos financieros derivados

A efectos de valoración, Endesa clasifica sus activos financieros en la fecha de su reconocimiento inicial teniendo en consideración el Modelo de Negocio y las características de los flujos de efectivo contractuales, ya sean permanentes o temporales, en las siguientes categorías:

- **Activos financieros a coste amortizado:** se registran a su coste amortizado, si éstos se gestionan con un Modelo de Negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para percibir flujos de efectivo contractuales y las condiciones contractuales dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe de principal pendiente. En el reconocimiento inicial el coste amortizado corresponde al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.  
  
El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del coste amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.
- **Activos financieros a valor razonable con cambios en el Estado de Otro Resultado Global:** se registran inicialmente a su valor razonable si se gestionan con un Modelo de Negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales y vender activos financieros, y las condiciones contractuales dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe de principal pendiente. En el reconocimiento inicial a valor razonable incluyen los costes de transacción directamente atribuibles a la adquisición. En periodos posteriores estos activos se valoran a valor razonable reconociendo la pérdida o ganancia en el Estado de Otro Resultado Global, si bien los intereses devengados se reconocerán en el Estado del Resultado. Los importes reconocidos en el Estado de Otro Resultado Global, excepto si se tratan de instrumentos de patrimonio asignados en su reconocimiento inicial en esta categoría, se reconocen en el Estado del Resultado en el momento en el que tiene lugar la baja de los activos financieros.



- Activos financieros obligatoriamente a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado: se incluyen los activos financieros mantenidos para negociar, siendo éstos los que se originan o adquieren con el objeto de realizarlos a corto plazo o son parte de una cartera de instrumentos financieros identificados, que se gestionan conjuntamente y existe evidencia de actuaciones para obtener ganancias a corto plazo o son instrumentos financieros derivados que no cumplen la definición de contrato de garantía financiera ni hayan sido designados como instrumentos de cobertura contable. Se registran inicialmente a valor razonable más los costes de transacción directamente atribuibles a la transacción. En periodos posteriores estos activos se valoran a valor razonable reconociendo la pérdida o ganancia en el Estado del Resultado Consolidado.

Endesa ha designado en esta categoría los instrumentos de patrimonio.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

Los criterios de deterioro de los activos financieros se describen en la Nota 3.2g.3.

#### g.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones con vencimiento contractual a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios en su valor.

Los descubiertos bancarios se reconocen en el Estado de Situación Financiera Consolidado como deuda financiera con entidades de crédito.

Los depósitos a la vista con restricciones de uso que surgen de un contrato con un tercero se consideran «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» siempre y cuando las restricciones contractuales sobre el uso de los importes mantenidos en los mismos no cambien la naturaleza del depósito y Endesa pueda acceder a dichos importes.

#### g.3. Deterioro del valor de los activos financieros

Endesa para determinar la necesidad de registrar un deterioro de valor en los activos financieros, aplica el método de pérdidas crediticias esperadas, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial, cuentas a cobrar por arrendamientos y activos contractuales derivados de contratos con clientes incluidos en la categoría «Activos Financieros a Coste Amortizado», se determinan las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida de los activos financieros, de forma colectiva, agrupados por tipología de cliente y mercado.

Los porcentajes de impago se calculan separadamente para cada uno de los colectivos identificados, agrupados por vencimiento, tipología de cliente y mercado, en base a la experiencia histórica de impago de los últimos 36 meses y teniendo en consideración la probabilidad de que una cuenta a cobrar evolucione a los siguientes Escenarios, hasta el cobro o la baja definitiva.

- Para el resto de los activos financieros se tienen en consideración los siguientes aspectos:
  - o Para los activos financieros en los que existe una identificación individualizada de la contraparte, se realiza una evaluación individual tanto de la probabilidad de impago como la pérdida en caso de impago. La multiplicación de ambos factores por la exposición neta en caso de impago permite calcular la pérdida esperada.
  - o Para aquellos activos de gran volumen y características similares, se agrupan por naturaleza y se realiza una estimación de la pérdida esperada del conjunto.

No obstante, lo anterior, se determinan las pérdidas crediticias esperadas de forma individualizada sobre los activos para los que existe evidencia objetiva de que Endesa no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo con los términos originales de los contratos.



Al evaluar si para un activo financiero, o grupo de activos financieros, si el riesgo ha aumentado de forma significativa, Endesa utiliza la modificación en el riesgo de impago que va a ocurrir durante toda la vida esperada del instrumento.

Endesa reconoce la pérdida por deterioro de los activos financieros a coste amortizado mediante el registro de una cuenta correctora. El valor contable se elimina contra la cuenta correctora cuando dicho deterioro se considera irreversible. La pérdida por deterioro de valor en cuentas a cobrar de origen comercial, por arrendamientos y activos contractuales derivados de contratos con clientes, se reconoce como gasto en el epígrafe «Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros» del Estado del Resultado Consolidado y en el resto de los activos financieros se reconoce como gasto en el epígrafe «Gasto Financiero» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 16 y 17, respectivamente). En ejercicios posteriores será reversible hasta el límite del valor del coste amortizado que los activos tendrían de no haber sido deteriorados. Si el deterioro fuese irreversible, se elimina el valor contable del activo financiero contra la cuenta correctora de activo.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no existen activos financieros vencidos por importe significativo que no tengan origen comercial (véase Nota 43.5).

#### g.4. Clasificación y valoración de pasivos financieros excepto instrumentos financieros derivados

A efectos de valoración, Endesa clasifica sus pasivos financieros en la fecha de su reconocimiento inicial:

- Pasivos financieros a coste amortizado: incluyen tanto la deuda financiera como los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar y se registran inicialmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En periodos posteriores estas obligaciones se valoran a coste amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (véase Nota 3.2g.1).
- Pasivos financieros a valor razonable: se registran inicialmente a su valor razonable siendo éste el precio de la transacción. Los costes incurridos en la transacción se registran como gasto a medida que se incurren. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, se reconocen a valor razonable registrando las variaciones en el Estado del Resultado.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el Estado de Situación Financiera Consolidado como para la información sobre el mismo que se incluye en la Nota 42.3, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo y deuda a tipo de interés variable:

- La deuda a tipo de interés fijo es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente.
- La deuda a tipo de interés variable es aquella emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función del tipo de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos de fondos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

Endesa tiene contratadas con diversas entidades financieras operaciones de gestión del pago a los proveedores («confirming») (véase Nota 41), parte de las cuales incorporan criterios de Sostenibilidad. Los pasivos comerciales cuya liquidación es gestionada por entidades financieras se registran en la partida «Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar» del Estado de Situación Financiera Consolidado en la medida en que Endesa únicamente ha cedido la gestión de pago a las entidades financieras, no recibe ninguna financiación de las entidades financieras y se mantiene como obligado primario al pago de las deudas frente a los acreedores comerciales.

Los acuerdos de «confirming» suscritos por Endesa no contemplan garantías adicionales otorgadas a las entidades financieras, cambios en los tipos de interés o modificación de los plazos de pago de las deudas con respecto a las condiciones otorgadas a los acreedores comerciales.

A 31 de diciembre de 2025 no hay operaciones de gestión del pago a los proveedores («confirming») entre Empresas de Grupo.



#### g.5. Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por Endesa corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tipo de interés, de tipo de cambio o de precios de materias energéticas (electricidad, combustible, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)), y tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Si su valor es positivo se registran en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*», de Activos Corrientes o no Corrientes según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, tanto si se trata de derivados financieros, como si son derivados sobre materias energéticas. Si su valor es negativo, se registran en el epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*», de Pasivo Corriente o no Corriente según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, tanto si son derivados financieros, como si son derivados sobre materias energéticas.

Los cambios en el valor razonable se registran en el Estado del Resultado Consolidado salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den las condiciones establecidas por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) para aplicar contabilidad de coberturas, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose las variaciones de valor de ambos en el Estado del Resultado Consolidado.
- Coberturas de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado (véase Nota 36.1.6). La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspasa al Estado del Resultado Consolidado a medida que el subyacente tiene impacto en el Estado del Resultado Consolidado por el riesgo cubierto. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el Estado del Resultado Consolidado.

Una cobertura solo resulta de aplicación cuando existe una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura, el riesgo de crédito de la partida cubierta no ejerce un efecto dominante sobre los cambios de valor resultantes de esa relación económica y el ratio de cobertura de la relación de cobertura es la misma que la resultante de la cantidad de la partida cubierta que Endesa realmente utiliza para cubrir dicha cantidad de la partida cubierta.

Endesa evalúa al inicio de la relación de cobertura y de forma continua, si la relación cumple los requisitos de la eficacia de forma prospectiva. Asimismo, evalúa la eficacia en cada cierre contable o cuando se producen cambios significativos que afecten a los requisitos de la eficacia.

Endesa realiza una evaluación cualitativa de la eficacia, siempre que las condiciones fundamentales del instrumento y de la partida cubierta coincidan. Cuando las condiciones fundamentales no son plenamente coincidentes, Endesa utiliza un derivado hipotético con condiciones fundamentales equivalentes a la partida cubierta para evaluar y medir la ineficacia.

La cobertura se interrumpe de forma prospectiva si el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercido o si se han dejado de cumplir los criterios para la contabilidad de coberturas. A estos efectos, la sustitución o renovación del instrumento de cobertura no es una expiración o finalización, siempre que la operación sea consistente con el objetivo de riesgo de Endesa.

Cuando se discontinúa la contabilidad de coberturas en una cobertura de flujos de efectivo, el importe acumulado en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado no se reconoce en el Estado del Resultado Consolidado hasta que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran (véase Nota 36.1.6). Por el contrario, los importes acumulados en el epígrafe «*Otro Resultado Global*» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado se reconocen en el Estado del Resultado Consolidado cuando se deja de esperar que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran.



#### g.5.1. Derivados de materias energéticas

En Endesa la gestión de riesgos se realiza a nivel de margen integral, lo que implica que el riesgo y las posiciones de las diferentes actividades del negocio se tratan a través de una única visión consolidada del riesgo y de un único proceso de decisión de coberturas. Este proceso de decisión está soportado por el análisis del riesgo y del mercado, que tienen como resultado la toma de mandatos a mercado. En este aspecto se realiza una representación de los activos industriales y de las exposiciones a las que están sometidos los resultados de la empresa y, en base a ello, se proponen diferentes estrategias con la motivación de anular o reducir parcialmente el riesgo de los activos de la cartera industrial. Estos mandatos tienen una clara relación con el subyacente y surgen de decisiones de coberturas que se toman únicamente por criterios de negocio. Por este motivo, Endesa puede optar por designar una relación de cobertura entre un instrumento de cobertura y una partida cubierta y no aplicar su clasificación como cobertura contable, aunque su objetivo sea gestionar el riesgo. En el caso de estas operaciones:

- Siempre existe un mandato del Comité de Coberturas completamente trazable, que da significado y explicación completa al propósito de cobertura, y
- Están clasificadas en «*European Markets Infrastructure Regulation*» (EMIR), Markets in Financial Instruments Directive (MiFID II) y en Market in Financial Instruments Regulation (MIFIR) como «*Risk Reducing*» o «*Hedge*», siguiendo los estándares de este Reglamento sobre derivados Over The Counter (OTC) y registro de operaciones.

Los cambios en el valor razonable de estos instrumentos financieros de cobertura que no se clasifican como coberturas contables se registran en el epígrafe «*Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas*» del Estado del Resultado Consolidado.

Endesa tiene formalizados contratos de compra o venta a plazo de materias energéticas, fundamentalmente de electricidad, combustibles, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y garantías de origen con entrega física. Como se ha comentado anteriormente, estos contratos se valoran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado como «*Ingresos*» o «*Aprovisionamientos y Servicios*», excepto cuando se dan todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustibles, su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad o gas para comercialización, su venta a clientes finales, y en los de venta de electricidad o gas, la venta a cliente final.
- Las previsiones futuras de Endesa justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la previsión de Endesa.
- El contrato no prevea su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.
- En estos casos las compras o ventas a plazo se contabilizan como contratos pendientes de ejecución y se registran cuando se ejecutan en las correspondientes partidas de «*Ingresos*» o «*Aprovisionamientos y Servicios*».



#### g.5.2. «Power Purchase Agreement» (PPAs) / «Virtual Power Purchase Agreement» (VPPA)

Endesa tiene formalizados contratos de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo, denominados «Power Purchase Agreement» (PPAs), mediante los cuales se compromete a la compra o venta de un determinado volumen de energía y garantías de origen a un precio determinado.

Cuando estos contratos se liquidan con la entrega física de la electricidad (o de las garantías de origen) se valoran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado como «Ingresos» o «Aprovisionamientos y Servicios», excepto cuando se cumple la excepción de uso propio descrita en la Nota 3.2g.5.1. En estos casos, las compras o ventas a plazo se contabilizan como contratos pendientes de ejecución y se registran cuando se ejecutan en las correspondientes partidas de «Ingresos» o «Aprovisionamientos y Servicios».

Cuando estos contratos se liquidan por diferencias, «Virtual Power Purchase Agreement» (VPPA), se consideran Derivados dentro del alcance de la NIIF 9 «Instrumentos Financieros», y se valoran a valor de mercado, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado como «Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas», salvo que se hayan designado como cobertura a efectos contables y cumplan los requisitos necesarios para aplicar contabilidad de coberturas descritos en la Nota 3.2g.5.

#### g.5.3. Derivados implícitos

Endesa evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en el Estado del Resultado Consolidado.

#### g.5.4. Valor razonable

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización a la fecha de cierre del periodo.
- En el caso de los derivados no cotizados en mercados organizados, Endesa realiza las valoraciones a través de herramientas internas y calcula el valor razonable de los derivados financieros tomando en consideración variables observables en el mercado, mediante la estimación de los flujos de caja futuros descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa, del último día hábil de cada cierre, convertidos a euros con el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Una vez obtenido el valor de mercado bruto, se realiza un ajuste por riesgo de crédito propio o «Debt Valuation Adjustment» (DVA), y por el riesgo de contraparte o «Credit Valuation Adjustment» (CVA). La medición del «Credit Valuation Adjustment» (CVA) / «Debt Valuation Adjustment» (DVA) se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de Endesa. Durante los ejercicios 2025 y 2024 el valor de los ajustes realizados por el riesgo de contraparte «Credit Valuation Adjustment» (CVA) y por el riesgo de crédito propio «Debt Valuation Adjustment» (DVA) no han sido significativos.

Conforme a los procedimientos antes descritos, Endesa clasifica los diferentes instrumentos financieros de acuerdo con los niveles señalados en la Nota 3.2o (véase Nota 46).



#### g.6. Contratos de garantía financiera

Un contrato de garantía financiera es un contrato que exige que el emisor efectúe pagos específicos para reembolsar al tenedor por la pérdida en la que incurre cuando un deudor específico incumpla su obligación de pago, de acuerdo con las condiciones, originales o modificadas, de un instrumento de deuda, tal como una fianza o un aval.

Los contratos de garantía financiera se valoran inicialmente por su valor razonable que, salvo evidencia en contrario, es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de las primas a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valorarán por el mayor de los importes siguientes:

- El importe que resulte de aplicar la política contable relativa a provisiones y contingencias (véase Nota 3.2k).
- El inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada al Estado del Resultado Consolidado porque corresponda a ingresos devengados de acuerdo con los principios de la política contable relativa a Ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes (véase Nota 3.2f.1).

#### g.7. Fianzas entregadas y recibidas

En las fianzas entregadas y recibidas por arrendamientos operativos o por prestación de servicios, la diferencia entre el valor razonable y el importe desembolsado se considera un pago o un cobro por anticipado, que se imputará al Estado del Resultado durante el periodo que se preste el servicio o durante el periodo del arrendamiento.

#### g.8. Bajas de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja del Estado de Situación Financiera cuando:

- Los derechos contractuales a recibir flujos de efectivo relacionados con los mismos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más beneficiarios; y,
- Endesa ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control del activo.

Endesa ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2025 y 2024, los cuales han sido considerados «*factoring*» sin recurso al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos (véase Nota 17.1).

Las transacciones en las que Endesa retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido se registran mediante el reconocimiento en cuentas de pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se reconocen en el Estado del Resultado Consolidado siguiendo el método de la tasa de interés efectiva.

Los pasivos financieros son dados de baja del Estado de Situación Financiera cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.



### g.9. Compensación de activos y pasivos financieros

Un activo financiero y un pasivo financiero son objeto de compensación cuando se tiene el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y se tiene la intención de liquidar la cantidad neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente (véase Nota 44).

Estos derechos solo pueden ser legalmente exigibles en el curso normal de la actividad de la entidad, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia, o de quiebra de la contraparte.

### h) Existencias

Con carácter general, las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

#### h.1. Combustible nuclear

El coste de adquisición del combustible nuclear incluye los gastos financieros asignados a su financiación mientras se encuentra en curso. Los gastos financieros activados por este concepto han sido de 6 millones de euros en el ejercicio 2025 (3 millones de euros en el ejercicio 2024) (véase Nota 17.1). El combustible nuclear en curso se traspaasa a explotación cuando es introducido en el reactor y se imputa al Estado del Resultado Consolidado en función de la capacidad energética consumida durante el periodo.

#### h.2. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), en concreto «*European Union Allowances*» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

El criterio para el reconocimiento de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el de su registro como existencias conforme al siguiente detalle:

- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) mantenidos para la cobertura de las emisiones realizadas se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si éste último es inferior.
- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que se mantienen con el objetivo de trading constituyen una cartera de negociación y se registran por su valor razonable menos los costes de venta, con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.

#### h.3. Garantías de origen

Las garantías de origen generadas en relación con la producción de energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables se miden inicialmente a su coste y se reconocen en el epígrafe de «*Existencias*». Posteriormente se valoran al menor valor entre su coste y el valor neto realizable, salvo que se incorporen al ciclo de producción para lo cual no se realizarán correcciones valorativas siempre que se espere que los productos terminados a los que se incorporen, esto es la electricidad, sean vendidos por encima del coste.

Las garantías de origen adquiridas a terceros y que se mantienen con el propósito de acreditar la energía renovable que se comercializa se reconocen inicialmente a su coste de adquisición en el epígrafe de «*Existencias*», que es equivalente a su valor razonable, y se valoran al menor entre su coste y el valor neto de realización. Asimismo, las que se mantienen con el propósito de negociar constituyen una cartera de negociación y se registran por su valor razonable con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.

Los ingresos y gastos derivados de la compraventa de estos certificados se registran en el Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe «*Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios*» y «*Otros Aprovechamientos Variables y Servicios*», respectivamente, con la consiguiente variación de las correspondientes existencias.



## i) Subvenciones de capital

Se reconocen cuando existe una razonable seguridad de que se cumplen las condiciones asociadas a las mismas. Estos importes se registran en el epígrafe «Subvenciones» del Estado de Situación Financiera Consolidado y se imputan a resultados en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo.

## j) Pasivos de contratos con clientes

### j.1. Acometidas eléctricas de extensión

Endesa recibe pagos de clientes para la realización de un conjunto de actuaciones necesarias para atender un nuevo suministro o para la ampliación de uno ya existente, que financian la construcción o adquisición de determinadas instalaciones en el inmovilizado material. En otros casos, recibe directamente la instalación financiada directamente del cliente, de acuerdo con la regulación en vigor, a cambio de responsabilizarse desde ese momento de su operación y mantenimiento, seguridad y calidad de suministro.

Los conceptos incluidos en este epígrafe son:

- Los «Derechos por Acometidas de Extensión» que corresponden a la contraprestación económica legalmente establecida, asociada con las instalaciones de nueva extensión que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, en el límite establecido legalmente y que son necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente. Estos «Derechos por Acometidas de Extensión» han sido regulados hasta el ejercicio 2000 inclusive por el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, desde el ejercicio 2001 por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y, desde el ejercicio 2013, por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.
- Las «Instalaciones Cedidas de Clientes», que corresponden a la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas de clientes así como a los ingresos recibidos de clientes, relacionados con la contraprestación recibida por las instalaciones de nueva extensión necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes, cuando en función de la tensión y potencia solicitados superan el límite establecido legalmente.

Para las «Instalaciones Cedidas de Clientes», tanto el activo material como el pasivo de contrato con clientes se registran por el valor razonable del activo en la fecha de cesión y se imputan en el Estado del Resultado Consolidado a lo largo de la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

### j.2. Otros pasivos de contratos con clientes

Endesa presenta los contratos con clientes como un pasivo por contrato para reflejar en el Estado de Situación Consolidado la obligación de transferirle bienes o servicios por los cuales ha recibido una contraprestación del cliente (o por los cuales es exigible al cliente un importe en concepto de contraprestación).

## k) Provisiones y contingencias

Los pasivos existentes a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado surgidos como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para Endesa cuyo importe y momento de cancelación son inciertos, se registran en el Estado de Situación Financiera Consolidado como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que Endesa tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Asimismo, Endesa mantiene provisiones para hacer frente a responsabilidades nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones, así como por obligaciones, avales u otras garantías similares y otras constituidas en cobertura de riesgos.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.



Los activos y pasivos contingentes se reconocen en las Cuentas Anuales Consolidadas en función de la probabilidad de que haya una entrada o salida de recursos, respectivamente, y Endesa informa de los mismos en la Nota 52.

#### k.1. Provisiones por prestaciones al personal

##### Planes de prestación definida

Para los planes de prestación definida, Endesa registra el gasto correspondiente a estas provisiones siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Las provisiones por planes de prestación definida representan el valor actual de las provisiones devengadas una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran, netas de su efecto fiscal, directamente en el epígrafe «Otro Resultado Global» del Estado de Otro Resultado Global Consolidado (véase Nota 36.1.7).

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios prestados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el epígrafe «Provisiones no Corrientes: Provisiones por Prestaciones al Personal» del Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado, y si es negativa, en el epígrafe «Otros Activos no Corrientes» del Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado siempre que se cumplan los requisitos establecidos (véanse Notas 30 y 38.1).

##### Planes de aportación definida

Aquellos planes post-empleo que se encuentran íntegramente asegurados y en los que, por tanto, Endesa ha transferido la totalidad del riesgo, se consideran como de aportación definida y en consecuencia, al igual que para éstos últimos, no se considera la existencia de pasivo actuarial ni de activos afectos.

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado conforme los empleados prestan sus servicios.

#### k.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Endesa sigue el criterio de registrar las prestaciones por terminación o suspensión de empleo cuando existe un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva que permite a los mismos, de forma unilateral o por mutuo acuerdo con la empresa, causar baja en Endesa o suspender temporalmente el contrato de trabajo, recibiendo a cambio una indemnización o contraprestación. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en las que Endesa ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los trabajadores y este consentimiento ha sido comunicado al trabajador individualmente o de forma colectiva a los representantes de los trabajadores. En todos los casos en que se registran estas provisiones existe una expectativa por parte de los trabajadores de que estas bajas se realizarán, una comunicación formal de la empresa al trabajador o a los representantes de los mismos y es improbable que se produzcan cambios significativos en el plan.

Endesa tiene vigentes planes de reducción de plantilla, los cuales se materializaron en los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados por la Administración, o mediante acuerdos suscritos con la representación social de los trabajadores. Estos planes garantizan el pago de una indemnización o el mantenimiento de una percepción periódica durante el periodo de prejubilación o de suspensión del contrato de trabajo.

Endesa sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación, entendiendo como tal el momento en que la empresa no tiene capacidad de evitar su desembolso, en función de los compromisos adquiridos con el trabajador o con los representantes sociales de los mismos. Estos importes se determinan mediante la realización, en su caso, de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actuarial al cierre del periodo. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto son reconocidas en el Estado del Resultado Consolidado.



### k.3. Provisión para cubrir el coste de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguientes derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes en el epígrafe «*Otras Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «*Otros Aprovechamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 38.3 y 11.3, respectivamente). Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «*Existencias*» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3.2h.2).

Si Endesa no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que requiera, el coste y la provisión se registran considerando la mejor estimación del precio que Endesa deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de los derechos que no están en posesión de Endesa es el precio de mercado a la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado.

### k.4. Provisiones para cubrir las garantías de origen

Las compañías de Endesa que utilizan garantías de origen en su actividad de comercialización de electricidad deben redimir en el año siguiente las garantías de origen asignadas a los consumidores a los que haya suministrado electricidad durante los meses correspondientes a las garantías a redimir.

La obligación de entrega de garantías de origen realizadas durante el ejercicio se registra en el epígrafe «*Otras Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «*Otros Aprovechamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 38.3 y 11.3, respectivamente). Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registradas las garantías de origen, destinadas a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «*Existencias*» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3.2h.3) y por los precios comprometidos en los contratos forward de compra de garantías de origen que todavía no se han entregado.

Si Endesa no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todas las garantías de origen que requiera, el coste y la provisión se registran considerando la mejor estimación del precio que Endesa deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de las garantías que no están en posesión de Endesa es el precio de mercado a la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado.

### k.5. Provisiones por costes de cierre de las instalaciones

Endesa registra los costes en los que deberá incurrir para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad (véanse Notas 3.2b y 38.3). La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe «*Gastos Financieros*» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 17.1).

Las tasas de interés aplicadas para la correspondiente actualización, dependiendo de la vida útil restante del activo asociado, se han situado en los siguientes rangos:

%	2025	2024
Tasas de Actualización Financiera	1,9 - 3,2	2,1 - 2,6



#### k.6. Contratos onerosos

En el caso de que existan contratos en los que los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conllevan exceden a los beneficios económicos que se espera recibir de ellos (contratos onerosos), Endesa sigue el criterio de registrar una provisión por el valor presente de la diferencia entre los costes y beneficios previstos del contrato. Dichos costes reflejarán el importe menor entre el coste de cumplir sus cláusulas, que incluye tanto los costes incrementales como la asignación de otros costes que estén directamente relacionados con el cumplimiento de los mismos, y la cuantía de las compensaciones o multas que se deriven de su incumplimiento.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se ha dotado provisión alguna por contratos onerosos.

#### l) Transacciones en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en moneda distinta de la funcional de cada sociedad se registran en la moneda funcional a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción.

Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha de cobro o pago se registran como resultados financieros en el epígrafe «Diferencias de Cambio Netas» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 17.1).

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar a la fecha de cierre en moneda distinta de la funcional en la que están denominados los Estados Financieros de las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación se realiza a tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en el epígrafe «Diferencias de Cambio Netas» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 17.1).

#### m) Clasificación de saldos no corrientes y corrientes

En el Estado de Situación Financiera Consolidado los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a 12 meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho periodo.

#### n) Impuesto sobre Sociedades

La mayoría de las Sociedades Dependientes de Endesa tributan en el Impuesto de Sociedades por el Régimen de Consolidación Fiscal. En el ejercicio 2025 existen 2 Grupos de Consolidación Fiscal en Endesa:

- Grupo Consolidado fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U. que integra todas las entidades sobre las que Enel, S.p.A. (sociedad italiana cabecera del Grupo Enel) ostenta una participación de, al menos, el 75 % o del 70 % (caso de entidades participadas cotizadas o filiales de éstas) y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades.

El número de sociedades que componen dicho Grupo Consolidado fiscal a 31 de diciembre de 2025 es de 104 (105 sociedades a 31 de diciembre de 2024) siendo las más significativas las siguientes: Enel Iberia, S.L.U., Endesa, S.A., Edistribución Redes Digitales, S.L.U., Endesa Energía, S.A.U., Endesa Financiación Filiales, S.A.U., Endesa Generación, S.A.U., Endesa Medios y Sistemas, S.L.U. y Enel Green Power España, S.L.U.

- Grupo Consolidado Fiscal con número 613/25 cuya Sociedad Dominante y representante en España es Enel Green Power España Solar 1, S.L.U. constituido con fecha 1 de enero de 2025 tras la formalización de la operación de venta de una participación minoritaria del 49,99 % de la sociedad Enel Green Power España Solar 1, S.L. a Masdar España Renewables 1, S.L.

El número de sociedades que componen dicho Grupo Consolidado fiscal a 31 de diciembre de 2025 es de 19.

El resto de las Sociedades Dependientes de Endesa presenta individualmente sus declaraciones de impuestos de acuerdo con las normas fiscales aplicables en cada país.



El gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones fiscalmente admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos fiscales, tanto por bases imponibles negativas como por deducciones pendientes de aplicar.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Se reconocen activos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias deducibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de activos y pasivos en una transacción que no es una Combinación de Negocios, aquellas que en la fecha de la operación no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable y, en el momento en que tenga lugar, no origine diferencias temporarias imponibles y deducibles de igual cuantía.

Asimismo, se reconocen activos por impuestos diferidos por las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas, y participaciones en acuerdos conjuntos en la medida en que sea probable que la diferencia temporaria revierta en un futuro previsible, y se vaya a disponer de ganancias fiscales contra las cuales cargar la diferencia temporaria.

El Impuesto sobre Sociedades y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en el Estado del Resultado Consolidado o en las cuentas de Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado en función de dónde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que las sociedades consolidadas vayan a disponer de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar dichos activos por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de un fondo de comercio o el reconocimiento inicial de un activo o un pasivo en una transacción que no es una Combinación de Negocios, o que en el momento en que tenga lugar no afecte ni al resultado fiscal ni al resultado contable y que no dé lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles que sean de igual cuantía.

Sin embargo, se reconocerá un pasivo por impuestos diferidos por las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas, o participaciones en acuerdos conjuntos, salvo que se pueda controlar el momento de la reversión de la diferencia temporaria, y sea probable que la diferencia temporaria no revierta en un futuro previsible.

Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos, tanto activos como pasivos, registrados con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

#### Tratamientos fiscales inciertos

Asimismo, Endesa refleja el efecto de la incertidumbre en los tratamientos fiscales inciertos al determinar la ganancia o pérdida fiscal, las bases fiscales, las pérdidas fiscales o créditos fiscales no utilizados o los tipos impositivos correspondientes. Para ello evalúa si considerar cada tratamiento impositivo incierto por separado o en conjunto con uno u otros tratamientos impositivos inciertos, para determinar el enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre. Cuando se concluye que no es probable que la autoridad tributaria acepte un tratamiento fiscal incierto Endesa refleja el efecto de la incertidumbre utilizando generalmente el método importe más probable, esto es, el importe único más probable dentro de un abanico de resultados posibles.

La presentación de los pasivos o activos relacionados con tratamientos fiscales inciertos se presentan como activos o pasivos fiscales corrientes o diferidos (véanse Notas 26.1 y 41).



### Comprobación administrativa

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de 4 años.

A 31 de diciembre de 2025, son susceptibles de comprobación administrativa los siguientes ejercicios:

	31 de diciembre de 2025
Grupo Consolidado Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (n.º 572/10)	2006 <sup>(1)</sup> , 2019 y siguientes
Grupo Consolidado Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (n.º 21/02) <sup>(2)</sup>	2021 al 2023
Resto de Sociedades Dependientes de Endesa	2021 y siguientes

(1) En el ejercicio 2014 Endesa presentó una solicitud de devolución de ingresos indebidos respecto del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2006 como consecuencia de la tributación en este ejercicio del ingreso por la devolución de la Ecotasá Extremeña declarada inconstitucional en 2006. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no ha prescrito el derecho a inspeccionar ese ejercicio por parte de la Administración.

(2) Hasta 31 de diciembre de 2023 existía otro Grupo de Consolidación Fiscal en Endesa con número 21/02 cuya Sociedad Dominante y representante en España era Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. Este Grupo se extinguió como consecuencia de la fusión por absorción realizada el 1 de julio de 2024, siendo la sociedad Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. absorbida por su única filial, Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A. (véase Nota 7.1).

Durante el ejercicio 2023 la Administración Tributaria inició un procedimiento de comprobación e investigación del Grupo de Consolidación Fiscal con número 572/10 del Impuesto sobre Sociedades y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los ejercicios 2019 a 2022, así como de las Retenciones de los ejercicios 2020 a 2022. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se han recibido las Actas de Inspección y presentado las alegaciones oportunas, permaneciendo pendiente la notificación de los Acuerdos de Liquidación (véase Nota 52).

Adicionalmente, la «*Direction Générale des Finances Publiques*» ha comunicado a Endesa el inicio, durante el ejercicio 2026, de un procedimiento de comprobación e investigación de todos los impuestos de los ejercicios 2021 a 2024 a la sucursal en Francia de Endesa Energía, S.A.U. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no es posible estimar las eventuales consecuencias económicas que pudieran derivarse del procedimiento.

### Utilización de jurisdicciones no cooperativas

A 31 de diciembre de 2025, Endesa no cuenta con participaciones en sociedades ni establecimientos permanentes radicados en ningún territorio calificado como jurisdicción no cooperativa.

Para ampliar el contenido sobre Transparencia fiscal y sobre las Políticas Fiscales de Endesa puede consultar la página web corporativa: <https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/transparencia>.

## ñ) Reconocimiento de ingresos y gastos

### ñ.1. Ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes

#### I. Criterio general de reconocimiento de ingresos

Como criterio general, Endesa reconoce los ingresos de sus actividades ordinarias a medida que transfiere el control de los bienes o servicios comprometidos contractualmente con sus clientes y por el importe de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de transferir dichos bienes servicios.

En particular, Endesa sigue las siguientes etapas para el reconocimiento de los ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes:

1. Identificación del contrato con el cliente.
2. Identificación de las obligaciones de ejecución del contrato.
3. Determinación del precio de la transacción.
4. Asignación del precio de la transacción entre las obligaciones de ejecución del contrato.
5. Reconocimiento del ingreso a medida que se satisfaga con las obligaciones de ejecución determinando si se satisface la obligación de ejecución a lo largo del tiempo o en un momento determinado.



Cuando un contrato incluye varios bienes o servicios, con el fin de evaluar si deben contabilizarse por separado o conjuntamente, Endesa considera tanto las características individuales de los bienes o servicios como la naturaleza del compromiso dentro del contexto del contrato, evaluando también todos los hechos y circunstancias relacionados con el contrato específico bajo el marco legal y reglamentario pertinente. Para decidir cuándo se cumple una obligación de desempeño, Endesa evalúa cuándo se transfiere el control de los bienes o servicios al cliente, evaluado principalmente desde la perspectiva del cliente.

En el caso de contratos con clientes con varias obligaciones de ejecución (contratos de venta agrupados que ofrecen al cliente electricidad, gas y otros servicios de valor añadido), el precio de la transacción se asigna a cada obligación de desempeño basándose en el precio relativo de venta independiente de cada obligación de ejecución determinado al comienzo del contrato. El precio de venta independiente se estima en función de los precios observables en transacciones de venta del bien cuando se vende de forma separada en circunstancias similares y a clientes parecidos. En caso de no existir precios observables en el mercado, el precio se estima con base en el método de valoración más adecuado en función de la información disponible.

#### Activos y pasivos de contratos con clientes

Endesa presenta los contratos con clientes en el Estado de Situación Financiera Consolidado como un activo o un pasivo dependiendo de la relación entre el desempeño realizado por Endesa y el pago efectuado por el cliente:

- El contrato con el cliente se presenta como un pasivo del contrato cuando el cliente ha pagado una contraprestación, antes de que hayan sido transferidos los bienes o servicios al cliente, de forma que existe la obligación por parte de Endesa de transferir los bienes o servicios al cliente por los cuales ha recibido ya una contraprestación.
- El contrato con el cliente se presenta como un activo del contrato cuando Endesa ha realizado el desempeño mediante la transferencia de bienes o servicios al cliente antes de que el cliente haya entregado la contraprestación, de forma que Endesa tiene el derecho a la contraprestación a cambio de los bienes o servicios que ha transferido al cliente. Endesa excluye de este importe los importes presentados como cuentas a cobrar.

#### Principal versus agente

Cuando un tercero está involucrado en proporcionar bienes o servicios a un cliente, Endesa analiza si la naturaleza de su compromiso es una obligación de ejecución consistente en proporcionar los bienes o servicios por sí misma al cliente (Endesa actúa como principal) o bien su compromiso es organizar para el tercero el suministro de esos bienes o servicios (Endesa actúa como agente).

Cuando Endesa actúa como principal, reconoce los ingresos ordinarios por el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes o servicios transferidos, mientras que cuando actúa como agente, reconoce los ingresos ordinarios por el importe de cualquier pago o comisión a la que espere tener derecho a cambio de organizar para la otra parte la provisión de sus bienes o servicios.

#### II. Criterios específicos de reconocimiento de ingresos por Segmentos

A continuación, se detallan por segmentos las principales tipologías de ingresos de Endesa indicado tanto su naturaleza y momento de la obligación de desempeño como el tratamiento contable de los mismos:

Segmentos	Tipología de Ingresos	Naturaleza y Momento del Cumplimiento de la Obligación de Ejecución	Tratamiento Contable
Generación y Comercialización	<p>Ventas de Electricidad y Gas</p> <p>• El importe de ventas de electricidad y gas incluye tanto las ventas en el mercado liberalizado como las ventas en el mercado regulado de gas a Tarifa de Último Recurso (TUR) y de electricidad a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).</p> <p>• En el caso de contratos de ventas de electricidad y gas con clientes los bienes comprometidos se identifican como una única obligación de ejecución, al corresponder a una serie de bienes distintos que son sustancialmente iguales y cuyo patrón de transferencia es el mismo. Dicha obligación de ejecución se reconoce, en el momento de la entrega de la energía al cliente.</p>	<p>• El importe de ventas de electricidad y gas incluye tanto las ventas en el mercado liberalizado como las ventas en el mercado regulado de gas a Tarifa de Último Recurso (TUR) y de electricidad a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).</p>	<p>• Las ventas de electricidad y gas se registran como ingreso en la fecha en que son entregadas al cliente, en función de las cantidades suministradas durante el periodo, aun cuando no hayan sido facturadas y de acuerdo con el precio unitario que se establece en el contrato. Por lo tanto, los ingresos incluyen la estimación de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente (véase Nota 33).</p> <p>• La metodología empleada para estimar la energía suministrada a clientes pendientes de facturar es como sigue:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los ingresos de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente se basan en estimaciones de la cantidad de energía suministrada y de todos los componentes habituales del precio para cada tipología de cliente.</li> <li>- La cantidad de energía suministrada (GWh) se estima a partir de los</li> </ul>



Segmentos	Tipología de Ingresos	Naturaleza y Momento del Cumplimiento de la Obligación de Ejecución	Tratamiento Contable
		<ul style="list-style-type: none"> <li>La contraprestación a recibir por el suministro de energía se valorará en función del precio fijado en el contrato con el cliente por la energía suministrada en cada momento del tiempo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>siguientes parámetros:               <ul style="list-style-type: none"> <li>Las compras de energía efectuadas al mercado durante ese periodo de tiempo, en barras de central (bc), siendo éste un dato conocido a través de las órdenes efectuadas.</li> <li>La estimación de pérdidas de energía por transporte y distribución en base a parámetros establecidos que se actualizan continuamente con la última información real disponible.</li> <li>El volumen real de energía facturado a clientes.</li> </ul> </li> <li>La diferencia entre la estimación de energía total suministrada (i) (i) y la energía ya facturada (ii) se corresponde con la cantidad de energía pendiente de facturar.</li> <li>Por lo que respecto al precio (€/GWh), se estima a partir de los siguientes componentes:               <ul style="list-style-type: none"> <li>El coste de la energía, que se corresponde con las compras efectuadas al mercado en ese periodo de tiempo, incluyendo todos los componentes, más una estimación de los desvíos por el perfilado de consumo de los clientes.</li> <li>Los costes de transporte y distribución, en base a las tarifas de acceso, y</li> <li>El margen asociado a cada uno de los distintos productos que tienen contratados los clientes en función de los parámetros definidos en su contrato y para los distintos productos en catálogo.</li> </ul> </li> </ul>
	Ventas de Electricidad en el Mercado Mayorista	<ul style="list-style-type: none"> <li>En las ventas de electricidad en el mercado mayorista los bienes comprometidos se identifican como una única obligación de ejecución, al corresponder a una serie de bienes distintos que son sustancialmente iguales y cuyo patrón de transferencia es el mismo. Dicha obligación de ejecución se reconoce, en el momento de la entrega de la energía en el mercado mayorista.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se reconocen como ingresos en la fecha en que se entregan, en función de la electricidad entregada y servicios complementarios suministrados.</li> </ul>
	Actividad de Generación a partir de Fuentes Renovables, Cogeneración y Residuos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tiene un régimen retributivo especial establecido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que le permite percibir ingresos adicionales al precio medio peninsular para garantizarle una rentabilidad razonable y poder competir con el resto de tecnologías en condiciones de igualdad (véase Nota 6). Este régimen ha sido actualizado por el Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, que adapta los parámetros retributivos al nuevo contexto eléctrico, e incluye cambios relevantes en la forma de calcular las horas de funcionamiento de las instalaciones en dicho régimen retributivo, así como en las obligaciones de pago derivadas de las liquidaciones.</li> <li>Asimismo, el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, incorpora un mecanismo denominado «Valor de los Ajustes por Desviaciones en el Precio de Mercado» que ajusta los precios de venta de electricidad estimados por el regulador al inicio del semiperíodo regulatorio, y que han sido considerados en la determinación de la retribución específica, con los precios reales de mercado resultantes en cada semiperíodo, de modo que anualmente se genera un saldo positivo o negativo, que se incorpora en la siguiente revisión de parámetros retributivos del siguiente semiperíodo regulatorio, y que se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estos ingresos se registran a medida que se transfieren las ventas de energía al mercado dado que esta retribución adicional complementa los ingresos del mercado eléctrico para alcanzar la rentabilidad razonable fijada.</li> <li>Conforme a lo establecido en el artículo 22 de dicho Real Decreto, con carácter general, Endesa registra cada una de las desviaciones del mercado, positivas y negativas, que surgen al amparo del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, salvo que abandonar el régimen retributivo si tuviese consecuencias económicas significativamente más adversas que permanecer en él.</li> </ul>
	Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>La retribución es regulada (véase Nota 6), en función básicamente del funcionamiento y disponibilidad de las instalaciones, percibiéndose parte de dicha retribución con la valoración de la energía vendida al precio medio peninsular, y el resto, hasta alcanzar la remuneración establecida, por las liquidaciones practicadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estos ingresos se registran a lo largo del tiempo a medida que se transfieren las ventas de electricidad al mercado.</li> </ul>
Distribución	Ingresos Regulados por la Actividad de Distribución de Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de liquidar la retribución reconocida a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estos ingresos se registran conforme al marco regulatorio del Sector Eléctrico en España (véase Nota 6).</li> </ul>



## ñ.2. Otros ingresos y gastos

Los dividendos percibidos de instrumentos de patrimonio se reconocen como ingreso, en la fecha en que nace el derecho a percibirlos, en el Estado del Resultado Consolidado.

Los activos y pasivos a coste amortizado reconocen ingresos y gastos por intereses utilizando el método de la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente. Asimismo, los ingresos y gastos financieros incluyen también cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados correspondientes a activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado.

Endesa registra por el importe neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

### o) Medición del valor razonable

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por la venta de un activo o que se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado, en la fecha de valoración.

La valoración se realiza partiendo de la premisa de que la transacción se realiza en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen o actividad del activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso, es decir, el que maximiza la cantidad recibida por vender el activo o que minimiza la cantidad a pagar para transferir el pasivo.

El valor razonable del activo o pasivo se determina aplicando las hipótesis que los participantes en el mercado emplearían a la hora de fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son independientes entre sí, están informados, pueden celebrar una transacción con el activo o pasivo y están motivados a efectuar la transacción pero no obligados ni forzados de algún otro modo a realizarla.

Los activos y pasivos valorados a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles (véase Nota 46):

- Nivel 1: El valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: El valor razonable se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables en el mercado para el activo o pasivo, directa o indirectamente y se refieren en todo caso a cotizaciones obtenidas de publicaciones de empresas especializadas. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de activos o pasivos, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros y descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa del último día hábil de cada cierre y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas internas.
- Nivel 3: El valor razonable se calcula tomando en consideración variables, utilizadas para el activo o pasivo, que no estén basadas en datos de mercado observables. En concreto, se valoran bajo fórmulas de aproximación analítica en función a una serie de parámetros, principalmente, términos del contrato, curvas de mercado, apuntamiento y volatilidades. La curva de precios que se utiliza para calcular su valoración se construye a partir de modelos de fundamentales y con cotizaciones de mercado.



Para la medición de activos y pasivos a valor razonable, Endesa utiliza técnicas de valoración adecuadas a las circunstancias y para las que se dispone de datos suficientes para calcular el valor razonable, maximizando el uso de variables observables relevantes y minimizando el uso de variables no observables.

#### p) Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio neto por acción básico se calcula como el cociente entre el beneficio neto del periodo atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante propiedad de Endesa.

Los beneficios netos por acción básicos de Actividades Continuas e Interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las Actividades Continuas e Interrumpidas, respectivamente, deducida la parte del mismo correspondiente a las Participaciones no Dominantes, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Dominante en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante propiedad de Endesa.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 Endesa no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga un beneficio por acción diluido diferente del beneficio básico por acción (véanse Notas 20, 36.1.8 y 36.1.12).

#### q) Dividendos

Los dividendos a percibir se reconocen cuando se genera el derecho a percibirlos.

Los dividendos a pagar se registran como menor «Patrimonio Neto» en la fecha de su aprobación por el órgano competente, que normalmente es el Consejo de Administración en el caso de los dividendos a cuenta, y la Junta General de Accionistas para los dividendos contra reservas o complementarios (véase Nota 36.1.10).

#### r) Sistemas de retribución basados en acciones

Endesa ha concedido a algunos empleados de su Grupo empresarial, que ocupan cargos de mayor responsabilidad, planes de remuneración basados en instrumentos de patrimonio, dónde, a cambio de los servicios que prestan, Endesa les liquida con instrumentos de patrimonio propio. Asimismo, estos planes también se combinan con liquidaciones en efectivo cuyo importe está basado en el valor de instrumentos de patrimonio propio (véase Nota 48.3.5).

Endesa reconoce, los servicios recibidos de los empleados propios como «Gastos de Personal» en el Estado del Resultado Consolidado, en el momento de su obtención y, por otro lado, el correspondiente incremento en el Patrimonio Neto dentro del epígrafe «Otros Instrumentos de Patrimonio Neto» del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado si la transacción se liquida con instrumentos de patrimonio, o el correspondiente pasivo dentro del epígrafe «Provisiones no Corrientes» del Estado de Situación Financiera si la transacción se liquida en efectivo con un importe que esté basado en el valor de los instrumentos de patrimonio.

En las transacciones en las que es necesario completar un determinado periodo de servicios, el reconocimiento se efectúa a medida que tales servicios son prestados a lo largo del citado periodo.

En las transacciones con los empleados que se liquiden con instrumentos de patrimonio, tanto los servicios prestados como el incremento en el Patrimonio Neto a reconocer se valorarán por el valor razonable de los instrumentos de patrimonio cedidos, referido a la fecha del acuerdo de concesión.

Una vez reconocidos los bienes y servicios recibidos, de acuerdo con lo establecido en los párrafos anteriores, así como el correspondiente incremento en el Patrimonio Neto, no se realizarán ajustes adicionales al Patrimonio Neto tras la fecha de irrevocabilidad.

En las transacciones que se liquiden en efectivo, los bienes o servicios recibidos y el pasivo a reconocer se valorarán al valor razonable del pasivo, referido a la fecha en la que se cumplan los requisitos para su reconocimiento. Posteriormente, y hasta su liquidación, el pasivo correspondiente se valorará, por su valor



razonable en la fecha de cierre de cada ejercicio, imputándose en el Estado del Resultado Consolidado cualquier cambio de valoración ocurrido durante el ejercicio.

El valor razonable se determina por referencia al valor de mercado de las acciones en la fecha de concesión, deducidos los dividendos estimados a los que el empleado no tiene derecho, durante el periodo de desempeño (véase Nota 48.3.5).

#### s) Acciones en patrimonio propias

Las acciones propias que adquiere Endesa durante el ejercicio se registran, por el valor de la contraprestación entregada a cambio, directamente como menor valor del Patrimonio Neto en el epígrafe «*Acciones en Patrimonio Neto*» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 38.1.8).

Los resultados derivados de la compra y venta de los instrumentos de patrimonio propio, se reconocen directamente en Patrimonio Neto, sin que en ningún caso se registre resultado alguno en el Estado del Resultado Consolidado.

#### t) Transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquéllas sobre las que Endesa, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de Endesa.

La Sociedad realiza todas sus operaciones con partes vinculadas a valores de mercado. Adicionalmente, los precios de transferencia se encuentran adecuadamente soportados por lo que los Administradores de la Sociedad consideran que no existen riesgos significativos por este aspecto de los que puedan derivarse pasivos de consideración en el futuro (véase Nota 48).

### 4. Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se han aprobado por la Unión Europea (UE) las siguientes normas, modificaciones a normas e interpretaciones, que han sido aplicadas por primera vez en las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 21 «Ausencia de Convertibilidad»	1 de enero de 2025

La aplicación de estas modificaciones no ha tenido impacto significativo en los Estados Financieros Consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

### 5. Información sobre cuestiones no financieras

#### 5.1. Cambio Climático

La transición hacia la neutralidad cero («*Net Zero*») continúa fortaleciéndose a nivel global, siendo los procesos de descarbonización y electrificación de la economía mundial esenciales para mitigar las consecuencias derivadas del calentamiento global.

En este contexto, Endesa se propone aprovechar las oportunidades y afrontar los retos que plantea el proceso de Transición Energética y, para ello, ha definido las siguientes directrices estratégicas:

Directrices Estratégicas
• Asignar las inversiones de forma coherente con el objetivo de alcanzar el 100 % de generación libre de emisiones en 2040.
• Reforzar y digitalizar las redes de distribución, mejorando su resiliencia frente a eventos climáticos.
• Ofrecer productos y servicios que faciliten una electrificación del consumo más eficiente y sencilla.



Endesa identifica los Impactos, Riesgos y Oportunidades (IROs) relacionados con el Cambio Climático y detalla objetivos, acciones y resultados para potenciar efectos positivos y gestionar riesgos en el Apartado 25.2 Cambio Climático del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

Endesa se ha comprometido a alcanzar cero emisiones netas para 2040 y a desarrollar un Modelo de Negocio en línea con los objetivos del Acuerdo de París considerando los riesgos asociados al Cambio Climático. Este compromiso se refleja en la gestión de activos, pasivos e ingresos y gastos, destacando sus impactos significativos y previsible, conforme a lo establecido en el Marco Conceptual de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

De acuerdo con lo anterior y en línea con las recomendaciones del «European Securities and Markets Authority» (ESMA) y el documento «Effects of Climate-Related Matters on Financial Statements» publicado por el «International Accounting Standards Board» (IASB), Endesa incluye desgloses relacionados con el Cambio Climático en las Notas de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 que se detallan a continuación:

Aspectos	Notas	Contenido
Estimaciones Relacionadas con el Cambio Climático	3.1 y 5.1.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Impacto de los asuntos relacionados con el Cambio Climático sobre las estimaciones contables haciendo énfasis en la estimación del valor actual de los flujos de caja futuros de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) y en los compromisos del Acuerdo de París y su impacto en la vida útil de los activos materiales e intangibles.</li> </ul>
Marco Regulatorio	8	<ul style="list-style-type: none"> <li>España: Marco estratégico de energía y clima.</li> <li>Europa: Regulación europea relacionada con energía y Medioambiente, y finanzas sostenibles.</li> </ul>
Inversiones y Compromisos de Adquisición Sostenibles	7.1, 21.1, 21.2, 24.1 y 24.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plan de inversiones y compromisos de adquisición de activos relacionados con la generación renovable, las infraestructuras relacionadas con el desarrollo de la red y las inversiones para impulsar la electrificación de los usos energéticos en movilidad, industria y residencial.</li> </ul>
Detenoro de Valor de Activos no Financieros	3.2e.3, 5.1.1, 21.3, 24.3 y 25.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Impacto del compromiso con el Cambio Climático en la valoración de los activos no financieros al objeto de determinar la existencia de pérdidas por detenoro.</li> </ul>
Provisiones	30.2 y 30.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética relativas a los empleados afectados y a los costes estimados para el cierre de las instalaciones.</li> </ul>
Financiación	5.1.2 y 42.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Deuda financiera que contiene términos que cumplen con el alineamiento en actividades del Reglamento de la Taxonomía de la Unión Europea (UE).</li> </ul>
Contratos Financieros de Compra y Venta de Energía Eléctrica a Largo Plazo	3.2g.5.2 y 46.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Principales características de contratos financieros de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo «Power Purchase Agreement» (PPAs).</li> </ul>
Pagos Basados en Acciones	48.3.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retribución variable vinculada a objetivos de Sostenibilidad.</li> </ul>
Mecanismos de Mercado Asociados a Objetivos Medioambientales	3.2e.2, 3.2e.3, 3.2e.3, 3.2e.4, 5.1.3, 11.3, 32.1, 32.2, 38.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descripción y registro contable de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), certificados de ahorro energético y garantías de origen.</li> <li>Reconocimiento de los costes y provisión asociada.</li> </ul>

### 5.1.1. Estimaciones y juicios contables relacionados con los riesgos e implicaciones del Cambio Climático y la Transición Energética

A continuación se describen las principales estimaciones utilizadas y juicios contables realizados por la Dirección de Endesa para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos relacionados con los efectos del Cambio Climático y la Transición Energética:

#### a) Compromiso con el Cambio Climático en la valoración de los activos no financieros

La Nota 3.2e.3 establece los Escenarios de Transición Energética e impactos del Cambio Climático utilizados en los modelos que se han tenido en consideración para asignar valor a las hipótesis clave consideradas en la determinación del valor en uso de los activos.

A continuación, se detallan los impactos derivados del Cambio Climático que Endesa ha tenido en cuenta, mediante análisis de sensibilidad, en el horizonte temporal de largo plazo (2050):

- Considerar en la estimación del valor terminal una tasa de crecimiento a largo plazo alineada con la evolución de la demanda eléctrica en España para el periodo 2026-2050, utilizando los modelos energéticos de Endesa, que permiten cuantificar la demanda teniendo en consideración los supuestos relacionados con el aumento de temperatura debido al Cambio Climático y las tendencias relacionadas con la Transición Energética de acuerdo con los Escenarios Físicos y Escenarios de Transición elegidos por Endesa para la planificación a largo plazo coherentes con los objetivos del Acuerdo de París y con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.
- Considerar cambios en los niveles de hidraulicidad, eolicidad y generación fotovoltaica de los activos renovables de Endesa asociados a la proyección de condiciones meteorológicas subyacentes (temperatura, precipitación, velocidad del viento y radiación solar).



- Estimar los costes de desmantelamiento de las plantas de generación de acuerdo con el objetivo a largo plazo de Endesa de alcanzar cero emisiones directas (Alcance 1) e indirectas procedentes de actividades minoristas (Alcance 3) logrando una generación 100 % libre de emisiones y habiendo abandonado el negocio de gas.

**b) Principales activos de Endesa sujetos a riesgo del Cambio Climático y Transición Energética**

Negocio	Tipología de Activos y Principales Impactos del Cambio Climático
Generación	<p><b>Centrales Térmicas de Carbón y Fuel</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Respecto a las centrales de carbón y fuel, pertenecientes en su totalidad a las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP), su valor neto contable a 31 de diciembre de 2025 asciende a 398 millones de euros (392 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).</li> <li>El parque de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla), donde Endesa es el principal generador, presenta un grado creciente de antigüedad lo que ha tenido consecuencias relevantes en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en estos Sistemas Eléctricos.</li> <li>Endesa mantiene un firme compromiso con la descarbonización de sus operaciones y continúa avanzando hacia el objetivo de alcanzar, en 2040, un mix de generación completamente descarbonizado y la neutralidad climática en toda su Cadena de Valor. En los Territorios No Peninsulares (TNP) la actividad de generación se desarrolla bajo un marco regulado y, en este contexto, el funcionamiento de las centrales se adecúa al marco operativo y regulatorio vigente, alineado con los objetivos de Transición Energética definidos para estos territorios.</li> </ul> <p>A pesar de las limitaciones derivadas del marco regulatorio actual, incluidas restricciones logísticas que condicionan la incorporación de combustibles y tecnologías con menores emisiones, Endesa mantiene una colaboración activa con las Administraciones Públicas con el fin de impulsar ajustes normativos que permitan una mayor flexibilidad operativa y faciliten la integración de soluciones energéticas más sostenibles.</p>
	<p><b>Instalaciones de Generación Renovable</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Endesa ha establecido una senda de descarbonización alineada con el Acuerdo de París (senda 1,5°C), que incluye tanto las emisiones directas (Alcance 1) como indirectas (Alcances 2 y 3). Para avanzar en estos objetivos, la Compañía está inmersa en el despliegue de nueva capacidad renovable, con el fin de lograr que toda su actividad de generación, tanto dentro como fuera de la Península Ibérica, sea 100 % libre de emisiones.</li> <li>A 31 de diciembre de 2025 el valor neto contable del inmovilizado material y del activo intangible de generación renovable del Segmento de Generación y Comercialización asciende a 6.443 millones de euros y 554 millones de euros, respectivamente (5.491 millones de euros y 605 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2024).</li> <li>El valor en uso de las instalaciones de generación renovable puede verse afectado por potenciales impactos físicos derivados del Cambio Climático, en particular por la posible reducción del recurso hídrico, solar y eólico. Asimismo, puede verse influido por cambios regulatorios, por la evolución de la demanda de energía y por las hipótesis de precios de compra y venta de energía en los mercados eléctricos.</li> </ul>
Distribución	<p><b>Redes de Distribución</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A 31 de diciembre de 2025 el valor neto contable del inmovilizado material del Segmento de Distribución asciende a 12.941 millones de euros (12.731 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), y refleja el esfuerzo inversor realizado para reforzar la red y avanzar en los objetivos estratégicos de la Compañía.</li> <li>Endesa considera que las redes de distribución y la electrificación de la demanda son palancas esenciales para la mitigación del Cambio Climático y para el desarrollo de un Sistema Energético más sostenible. En este contexto, el esfuerzo inversor en los activos de distribución, de naturaleza regulada, tiene como objetivo mejorar la calidad del suministro, reducir las pérdidas, reforzar la resiliencia de la red y facilitar la integración de nuevas modalidades de acceso y conexión.</li> <li>El Negocio de Distribución continúa expuesto a factores que pueden influir en su desempeño, entre los que destacan los cambios regulatorios y la mayor frecuencia e intensidad de eventos climáticos extremos, con impacto potencial en la calidad y continuidad del servicio. Adicionalmente, la red de distribución afronta los retos asociados a su papel como elemento integrador esencial para la Transición Energética, en un entorno marcado por el crecimiento del parque de generación renovable y la expansión de la oferta de servicios energéticos avanzados y nuevas demandas por parte de los clientes.</li> </ul>
Comercialización	<p><b>Costes de Captación y Puntos de Recarga</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los activos no financieros del Negocio de Comercialización que pueden verse afectados por el Cambio Climático y por el proceso de Transición Energética incluyen, entre otros, los costes de captación de clientes y los puntos de recarga. Estos activos están influidos, principalmente, por la evolución de la demanda en un entorno de creciente electrificación y por la orientación de los clientes hacia soluciones de Eficiencia Energética, que permitan mejorar el rendimiento y favorecer el ahorro energético sin comprometer el respecto al Medioambiente.</li> </ul>

**c) Provisiones por desmantelamiento**

En relación con los efectos del Cambio Climático, Endesa estima los costes de desmantelamiento de las plantas de generación, de acuerdo con el objetivo a largo plazo de alcanzar una generación 100 % libre de emisiones en 2040. Asimismo, se consideran también los costes asociados al desmantelamiento de determinadas instalaciones de distribución de electricidad, dado que las redes de distribución constituyen un pilar esencial para la electrificación limpia (véase Nota 3.2k.5). Dichas provisiones se registran por su valor actualizado (véase Nota 38.3).

**d) Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y garantías de origen**

**Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

Endesa ha establecido un objetivo a largo plazo para alcanzar la condición de «Net-Zero» en 2040, manteniendo la aspiración de alcanzar cero emisiones netas, y recurriendo al uso de instrumentos de neutralización únicamente para aquellas emisiones para las que no exista, en dicho horizonte, una solución tecnológica libre de emisiones.



La obligación de entrega de derechos correspondientes a las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes en el epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado. El coste asociado a dichas obligaciones se registra en el epígrafe «Otras Aprovisionamientos Variables y Servicios» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 3.2k.3).

#### Garantías de origen

En línea con el compromiso con la descarbonización Endesa mantiene como objetivo estratégico el impulso de la electrificación limpia, promoviendo tanto la generación como la comercialización de electricidad procedente de fuentes de energía renovable.

En el ámbito de la comercialización de electricidad renovable, Endesa garantiza a sus consumidores finales que la electricidad suministrada procede de instalaciones que utilizan fuentes de energías renovables, a través de las garantías de origen asociadas que acreditan dicho suministro. Conforme a la normativa vigente, las compañías que comercializan energía renovable tienen la obligación de redimir ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) un volumen de garantías de origen equivalente a las ventas de energía renovable realizadas a clientes (véase Nota 6). Adicionalmente Endesa genera garantías de origen asociadas a la producción de electricidad a partir de sus propias instalaciones renovables. Estas garantías se reconocen como «Existencias» en el Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 32).

La obligación de entrega de dichas garantías de origen a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) durante el ejercicio se registra en el epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado, mientras que el coste correspondiente se reconoce en el epígrafe «Otras Aprovisionamientos Variables y Servicios» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 3.2k.4).

#### e) Recuperabilidad de los activos por impuesto diferido

En cada cierre contable se revisan los activos por impuesto diferido registrados con objeto de evaluar su recuperabilidad, incorporando en dicho análisis los efectos del Cambio Climático y de la Transición Energética. Como resultado de esta evaluación, se realizan las correcciones que correspondan, de acuerdo con el resultado del citado análisis (véase Nota 26).

#### f) Regulación

El marco regulatorio relacionado con el Cambio Climático y la Transición Energética continúa en constante evolución. Las actividades de Endesa están sujetas a una amplia regulación medioambiental y su incapacidad para cumplir con la normativa o requisitos medioambientales en vigor, o con las futuras modificaciones a la normativa o requisitos medioambientales aplicables, podría afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de la Compañía.

Durante el año 2025 la Unión Europea (UE) ha continuado avanzando de forma significativa en la consecución de sus objetivos climáticos, pese al impacto de la reciente crisis energética. Entre las prioridades estratégicas destacan aspectos tecnológicos como la electrificación de la demanda, el refuerzo de las interconexiones de redes, el desarrollo de sistemas de almacenamiento, la aceleración del despliegue de las energías renovables y la integración de otras fuentes de energía como el hidrógeno y el biometano. No obstante, la transformación del Sistema Energético de la Unión Europea (UE) también exige equilibrar estos objetivos con la necesidad de garantizar la seguridad e independencia energéticas, promover la fabricación europea de tecnologías limpias y mejorar la asequibilidad de la energía para los consumidores, aspectos todos ellos que han cobrado especial relevancia tras la reciente crisis energética.

En este contexto, la Unión Europea (UE) ha continuado avanzando en el desarrollo del paquete legislativo «Fit for 55», lo que ha permitido durante 2025 la aprobación de diversas disposiciones normativas orientadas a alcanzar los objetivos climáticos europeos. Asimismo, el 10 de diciembre de 2025 el Consejo y el Parlamento Europeo alcanzaron un acuerdo provisional para establecer una reducción vinculante del 90 % de las emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 2040, respecto a los niveles de 1990, reforzando así el liderazgo internacional de la Unión Europea (UE) en la lucha contra el Cambio Climático.

En España, la transposición de los objetivos europeos se articula a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 y del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2021-2030. En el ámbito regulatorio, cabe destacar la aprobación del Real Decreto 214/2025, de 18 de marzo, por



el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que obliga a las grandes empresas y Administraciones Públicas a calcular anualmente su huella de carbono y a elaborar y publicar un plan de reducción quinquenal con objetivos y medidas concretas.

La información relativa al marco regulatorio aplicable se detalla en la Nota 6.

Asimismo, en la Nota 21.4 se describen las inversiones y los gastos realizados por Endesa en actividades para la protección del Medioambiente durante los ejercicios 2025 y 2024.

**g) Litigios**

La actividad de Endesa está sujeta a una amplia legislación y regulación medioambiental y su incumplimiento puede afectar negativamente al negocio, los resultados y la situación financiera de la Compañía.

La información relativa a los litigios o arbitrajes en los que se encuentran incursas las sociedades de Endesa se detalla en la Nota 52.

**h) Retribución variable vinculada a objetivos de Sostenibilidad**

La retribución variable a largo plazo de Endesa se articula a través de los planes de remuneración a largo plazo, denominados Planes de Incentivo Estratégico, cuya finalidad principal es recompensar la contribución a la Estrategia empresarial y a la Sostenibilidad a largo plazo de la Compañía de las personas que ocupan posiciones de mayor responsabilidad, incluyendo Consejeros Ejecutivos y aquellos Directivos cuya participación se considera esencial para la consecución del Plan Estratégico. Dichos planes incorporan objetivos y métricas relacionadas con la Sostenibilidad que se tienen en cuenta como indicadores de referencia del rendimiento, y cuyo diseño y funcionamiento se describe en la Política de Remuneración.

La información relativa al sistema de incentivos de Endesa se describe en Nota 48.3.5.

**5.1.2. Financiación asociada a actividades del Reglamento de la Taxonomía Europea**

A raíz de la adopción por parte de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y del Acuerdo de París sobre Cambio Climático, la Comisión Europea publicó su Plan de Acción «Financiar el Crecimiento Sostenible», siendo uno de los objetivos fijados en dicho Plan reorientar los flujos de capital hacia inversiones sostenibles. El 76,7 % de la inversión llevada a cabo durante el ejercicio 2025 está alineada con la Taxonomía de la Unión Europea (UE).

A 31 de diciembre de 2025 la deuda financiera bruta que contiene términos que cumplen con el alineamiento en actividades del Reglamento de la Taxonomía Europea asciende a 3.117 millones de euros (30 % sobre el total de deuda financiera bruta) (véase Nota 42.3 y 42.4). Adicionalmente la Compañía tiene negociadas operaciones financieras por importe de 6.070 millones de euros (58 % sobre la deuda financiera bruta) que incluyen cláusulas vinculadas a objetivos de Sostenibilidad que no se han considerado en el cálculo anterior (véase Nota 42.4).

**5.1.3. Mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales**

Las compañías de Endesa están afectadas por la normativa medioambiental nacional e internacional y participan en los mecanismos de mercado asociados a objetivos de medioambientales que se describen a continuación:

**a) Términos y naturaleza de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales**

Mecanismo Medioambiental	Términos del Mecanismo Medioambiental	Naturaleza
Régimen de Comercio de Derechos de Emisión	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Unión Europea (UE) ha establecido objetivos ambiciosos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y ha desarrollado el régimen de comercio de derechos de emisión como herramienta clave para facilitar su cumplimiento.</li> <li>Este mecanismo, aplicable en todos los países de la Unión Europea (UE), establece un límite anual de emisiones para la generación eléctrica y para determinadas instalaciones industriales, límite que se va reduciendo progresivamente mediante la disminución anual de los derechos de emisión disponibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El régimen de comercio de derechos de emisión constituye un esquema medioambiental obligatorio que garantiza una reducción progresiva de emisiones alineada con el Acuerdo de París y con los objetivos estratégicos de la Compañía.</li> <li>Desde 2013, no hay asignación gratuita de derechos de emisión para la generación térmica de electricidad por lo que las compañías eléctricas deben acudir al mercado para comprar los derechos necesarios para cubrir sus emisiones de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Este mecanismo incentiva la adopción de decisiones encaminadas a la reducción de</li> </ul>



Mecanismo Medioambiental	Términos del Mecanismo Medioambiental	Naturaleza
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los derechos de emisión se ponen en circulación principalmente a través de subastas (57 %), mientras que la cantidad restante (43 %) se distribuye como asignación gratuita a aquellas instalaciones pertenecientes a sectores expuestos a riesgo de fuga de carbono.</li> <li>Las instalaciones afectadas deben entregar antes del 30 de septiembre del ejercicio siguiente los derechos de emisión, denominados «European Union Allowances» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.</li> </ul>	<p>emisiones contribuyendo al avance de la Unión Europea (UE) hacia un modelo energético más sostenible</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en su actividad de generación térmica de electricidad deben entregar, antes del 30 de septiembre del ejercicio siguiente, los denominados «European Union Allowances» (EUAs), equivalentes al volumen de emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.</li> <li>Endesa ha cerrado el ejercicio 2025 consolidando una reducción acumulada de emisiones asociadas a la generación de electricidad del 82 % desde la entrada en vigor del Protocolo de Kioto en 2005 y del 70 % desde la adopción del Acuerdo de París en 2015.</li> <li>A 31 de diciembre de 2025 las existencias de derechos de emisión y la provisión por derechos pendiente de entrega para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) ascienden a 799 millones de euros y 822 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 32 y 38.3).</li> </ul>
Garantías de Origen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este mecanismo europeo tiene como objetivo fomentar el uso de energía generada a partir de fuentes de energía renovables, garantizando la trazabilidad y transparencia del origen de la energía suministrada.</li> <li>En España, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la entidad responsable del Sistema de Garantía de Origen, así como de la expedición, supervisión y gestión de las garantías de origen emitidas.</li> <li>Las compañías podrán solicitar garantías de origen por la energía producida en instalaciones de generación renovable, de acuerdo con los requisitos establecidos por la normativa vigente.</li> <li>Las compañías que comercializan energía renovable tienen la obligación de redimir un volumen de garantías de origen equivalente a las ventas de energía renovable realizadas a clientes, asegurando así la correspondencia entre el suministro declarado y la generación certificada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este mecanismo es de aplicación a las compañías comercializadoras de Endesa que tienen que acreditar el origen renovable de la energía que se comercializa. En este sentido, las compañías de Endesa que utilizan garantías de origen en su actividad de comercialización de electricidad están obligadas a redimir, en el año siguiente, las garantías de origen asociadas a la electricidad de origen renovable suministrada a sus clientes en los períodos correspondientes.</li> <li>Por su parte, las sociedades de Endesa que generan electricidad a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables obtienen las correspondientes garantías de origen expedidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).</li> <li>A 31 de diciembre de 2025 las existencias de garantías de origen y la provisión por garantías pendientes de entrega ascienden a 25 millones de euros y 22 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 32 y 38.3).</li> </ul>
Certificados Eficiencia Energética (CAE <sup>(1)</sup> , CEE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Ley 19/2014, de 15 de octubre, establece un sistema obligatorio a partir del cual se determina un objetivo de ahorro de energía anual, siguiendo el mismo criterio establecido en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre. En España, el cumplimiento de dicho objetivo se ha materializado históricamente a través de:             <ol style="list-style-type: none"> <li>Un sistema nacional de obligaciones instrumentado a través de aportaciones al denominado Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) y</li> <li>un conjunto de medidas alternativas, que en ningún caso pueden estar financiadas con el Fondo anterior, y que son de índole muy diversa (impuestos, determinadas campañas de sensibilización, programas de renovación del parque automovilístico, etc.).</li> </ol> </li> <li>Este sistema de obligaciones impone a las comercializadoras de electricidad y gas, así como a los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo (GLP) (sujetos obligados) una obligación de ahorro energético anual, que se ha concretado en un pago al citado Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). No obstante, desde 2023 la normativa permite que estos sujetos obligados, de forma voluntaria, puedan complementar su contribución económica al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) mediante la aportación de los denominados Certificados de Ahorro Energético (CAEs).</li> <li>Cada año se aprueba una Orden Ministerial en la que se establece el objetivo de ahorro, su importe económico equivalente y la cuantía mínima que cada sujeto debe aportar económicamente al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), pudiendo cubrir el resto de la obligación mediante la entrega de Certificados de Ahorro Energético (CAEs). En caso de no aportar todos los Certificados de Ahorro Energético (CAEs) esperados, el sujeto obligado deberá realizar una aportación complementaria equivalente.</li> <li>En Francia tras los acuerdos de la Unión Europea (UE) en materia de energía y clima, en 2005 se aprobó la Ley «POPE», que regula la obligación para los proveedores de energía y distribuidores de combustibles de generar o financiar ahorros de energía en los sectores de transporte, residencial, Pequeña y Mediana Empresa (PYME) y agrícola.</li> <li>La obligación francesa se calcula en base a la facturación a consumidores de los sectores afectados y se cumple mediante la presentación de una cantidad de Certificados de Eficiencia Energética (CEE) equivalente.</li> <li>Si el obligado no alcanza sus obligaciones al término del periodo, se aplicarán sanciones financieras comprendidas entre 15 €/MWh y 20 €/MWh.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este mecanismo es de aplicación a las compañías comercializadoras de Endesa que deben contribuir anualmente al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). La normativa establece un porcentaje mínimo obligatorio de contribución económica al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), pudiendo las compañías optar, si así lo desean, por presentar Certificados de Ahorro Energético (CAEs) para cubrir parte de su obligación anual. En caso contrario, la obligación se podría cumplir íntegramente con la contribución financiera al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) por el total de las obligaciones (véase Nota 6).</li> <li>Endesa Energía, S.A.U., que desarrolla la actividad de comercialización a través de sucursal en el mercado liberalizado de Francia, participa en el mecanismo francés como actor obligado. El aprovisionamiento de Certificados de Eficiencia Energética (CEE) se realiza a través del mercado primario o en el mercado secundario.</li> <li>A 31 de diciembre de 2025 las existencias y la provisión por derechos pendientes de entrega en concepto de Certificados de Ahorro Energético (CAEs), Certificados de Eficiencia Energética (CEE) y otros certificados ambientales ascienden a 114 millones de euros y 41 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 32 y 38.3).</li> </ul>

(1) Certificado de Ahorro Energético (CAE) es un documento electrónico que garantiza que, tras llevar a cabo una actuación de Eficiencia Energética, se ha conseguido un nuevo ahorro de energía final equivalente a 1 kWh.



**b) Normativa contable relacionada con los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales**

Las normas de registro y valoración relativas a los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y a las garantías de origen y otros certificados ambientales se describen en las Notas 3.2h.2, 3.2h.3, 3.2k.3 y 3.2k.4.

**c) Impactos contables relacionados con los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales**

**Coste de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales**

El detalle de los costes de explotación relativos a mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales, que se incluyen en el epígrafe «Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios» del Estado del Resultado Consolidado, de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	11.3	830	726
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	11.3	35	45
<b>TOTAL</b>		<b>865</b>	<b>771</b>

El número de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), de garantías de origen y otros certificados ambientales utilizados por Endesa en sus obligaciones de cumplimiento medioambiental son los siguientes:

Notas	2025		2024	
	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) (miles de toneladas)	Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales (GWh)	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) (miles de toneladas)	Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales (GWh)
<b>Saldo Inicial</b>	<b>9.426</b>	<b>25.429</b>	<b>10.974</b>	<b>19.233</b>
Autoproducidas	-	16.661	-	16.222
Compras	10.340	14.946	10.007	16.229
Ventas	-	-	-	-
Redención	(0.882)	(27.970)	(11.555)	(26.255)
<b>Saldo Final</b>	<b>9.893</b>	<b>29.066</b>	<b>9.426</b>	<b>25.429</b>

**Provisión para cubrir el coste de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales**

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de las provisiones para cubrir el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), de las garantías de origen y otros certificados ambientales relativos a las obligaciones de entrega de los mismos a las autoridades competentes es la siguiente:

Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	-	822	-	716
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	-	63	-	58
<b>TOTAL</b>	-	<b>885</b>	-	<b>774</b>

Miliones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Dotaciones	Redención	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2025
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	716	830	(725)	1	822
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	58	35	(30)	-	63
<b>TOTAL</b>	<b>774</b>	<b>865</b>	<b>(755)</b>	<b>1</b>	<b>885</b>



## 5.2. Situación geopolítica

Durante el ejercicio 2025, el entorno geopolítico global se ha caracterizado por una elevada inestabilidad y un creciente nivel de fragmentación y tensiones entre las principales potencias globales. Este escenario ha tenido un impacto directo sobre los mercados energéticos internacionales y, de manera particular, sobre la seguridad de suministro en la Unión Europea, reforzando la necesidad de avanzar hacia un Sistema Energético más resiliente, diversificado y alineado con los objetivos de Transición Energética.

A lo largo del ejercicio, la persistencia del conflicto en Ucrania y las tensiones en diversas regiones estratégicas, como Oriente Próximo, han sostenido la volatilidad en los mercados energéticos y han contribuido a una reconfiguración acelerada de las cadenas de suministro. La fuerte contracción de las exportaciones de gas ruso hacia Europa ha consolidado un cambio estructural en el mapa energético europeo, favoreciendo la diversificación de proveedores y el refuerzo de infraestructuras de importación alternativas.

En este contexto, la seguridad energética se ha consolidado como prioridad estratégica para la Unión Europea. La interrupción total del tránsito de gas ruso por Ucrania a comienzos de año, junto con la dependencia de importaciones alternativas de gas natural, ha impulsado medidas orientadas a reforzar la resiliencia del Sistema Energético entre las que destacan el incremento de interconexiones regionales, el desarrollo de infraestructuras críticas y la aceleración de la transición hacia fuentes renovables y electrificación.

En paralelo, la Comisión Europea presentó una hoja de ruta destinada a revisar el marco de seguridad energética para abordar riesgos físicos, cibernéticos y climáticos, mientras que organismos especializados recomendaron intensificar la digitalización y el almacenamiento descentralizado como elementos clave para garantizar la estabilidad del suministro.

Por último, el año 2025 estuvo también marcado por la proliferación de campañas de desinformación potenciadas por Inteligencia Artificial (IA), dirigidas a erosionar la confianza en las políticas energéticas europeas, lo que subraya la necesidad de integrar la Ciberseguridad y la protección informativa en la estrategia energética del continente.

En línea con las recomendaciones de la «European Securities and Markets Authority» (ESMA), Endesa realiza un seguimiento continuo del estado y la evolución de la situación derivada de los conflictos en Rusia-Ucrania y Oriente Medio, con el objetivo de gestionar los riesgos potenciales. Asimismo, monitorea los cambios en las variables macroeconómicas, financieras y comerciales del entorno, así como de las medidas normativas vigentes, con el fin de actualizar la estimación de los posibles impactos en los Estados Financieros Consolidados. Dicho análisis se detalla en las siguientes Notas de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025:

Aspectos	Notas	Contenido
Marco Regulatorio	6	Medidas regulatorias adoptadas por las autoridades comunitarias y nacionales en respuesta a las consecuencias económicas y sociales del conflicto y del entorno actual.
Deterioro de Activos No Financieros	32e, 3, 21.3, 24.3 y 25.1	Seguimiento del contexto actual.
Existencias	32	Efecto del contexto económico en los contratos con cláusulas «take or pay».
Provisiones	38	Hipótesis macroeconómicas y actuariales utilizadas.
Instrumentos Financieros	36, 14 y 42	Modificación del Modelo de Negocio y de las características de los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros, así como reclasificación entre las categorías de los mismos. Evolución de la valoración y liquidación de derivados de materias energéticas, detalle de instrumentos financieros y cumplimiento de los criterios establecidos por la normativa para aplicar la contabilidad de coberturas.
Deuda Financiera	42.3	Detalle de deuda financiera.
Riesgo de Precio de Materias Energéticas	43.3	Análisis de sensibilidad. Evolución de los precios de la electricidad y gas en los mercados de energía y otras materias primas.
Riesgo de Liquidez	42.4 y 43.4	Detalle de posición de liquidez.
Riesgo de Crédito	43.5	Análisis de deterioro de activos financieros.
Riesgo de Concentración	43.6	Análisis de posibles retrasos en los suministros y cumplimiento de contratos a nivel de la cadena de suministro.
Medición a Valor Razonable	48	Detalle de activos y pasivos financieros valorados a valor razonable.

Durante 2025, Endesa ha reforzado su estrategia de seguridad energética a través de un robusto conjunto de medidas diseñadas para incrementar la resiliencia operativa y fortalecer su papel en la Transición Energética frente a escenarios geopolíticos inciertos. Estas acciones reflejan el compromiso de Endesa con una energía segura, sostenible y confiable, alineada con los desafíos geopolíticos de 2025 y orientada hacia una Transición Energética justa y resiliente.



De acuerdo con lo anterior, en el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 los efectos derivados del contexto actual no han tenido un impacto significativo en el Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ni en el Resultado de Explotación (EBIT).

En un escenario en constante evolución, Endesa realiza un seguimiento continuo de las variables macroeconómicas y de negocio para disponer en tiempo real de la mejor estimación de los potenciales impactos.

### 5.3. Interrupción del suministro de energía en la Península Ibérica

En torno a las 12:33 horas del 28 de abril de 2025 se produjo en el Sistema Eléctrico español un grave incidente que dio lugar a lo que se denomina un «cero» y que supuso la interrupción del suministro de energía eléctrica a toda la Península Ibérica y a una zona limitada del sur de Francia.

El corte de suministro afectó con distinta intensidad y duración a las diversas zonas del territorio peninsular nacional y Portugal, si bien, la actuación de las empresas generadoras y distribuidoras, particularmente aquellas pertenecientes al Grupo Endesa, permitió la reposición del servicio en un plazo razonable de tiempo, atendiendo a la gravedad e intensidad del evento.

Como consecuencia del incidente, el Gobierno comunicó la creación del denominado «Comité para el Análisis de las Circunstancias que concurrieron en la Crisis de Electricidad del 28 de abril de 2025», que desarrolló diversos trabajos de investigación, manteniendo reuniones con empresas del Sector, entre éstas, Endesa. Dicho Comité emitió el día 17 de junio de 2025 un informe que fue elevado al Consejo de Seguridad para su aprobación y posterior toma en consideración del Consejo de Ministros. Las conclusiones del Comité, no conocidas en su integridad, determinaban un origen multifactorial del incidente, derivado, entre otros, de defectos en la operación del Sistema o en el incumplimiento de obligaciones por algunas centrales generadoras.

Otras entidades afectadas del sector como Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de «Operador del Sistema» o la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), han elaborado sus propios informes sobre las posibles causas del incidente del 28 de abril de 2025, existiendo, sin embargo, significativas discrepancias en las conclusiones contenidas en los mismos.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la Comisión Europea, o la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (entso-e) por citar solo algunas autoridades, han abierto sus propias indagaciones sobre el origen del incidente, que continúan abiertas.

Por todo ello, no es posible actualmente establecer de forma clara, objetiva y conducente las causas que motivaron el incidente del 28 de abril de 2025, si bien, atendiendo a la información propia o pública de que se dispone y del resultado de las investigaciones desarrolladas por Endesa, cabe afirmar que todas las evidencias muestran que, en ningún caso, la interrupción del suministro pudo tener su origen en instalaciones de generación o distribución propiedad de sociedades del Grupo Endesa.

Hasta la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, las sociedades del Grupo Endesa no han recibido reclamaciones judiciales de terceros de relevancia, sin que se haya registrado provisión contable alguna al respecto.

## 6. Regulación sectorial

### 6.1. Marco normativo de España

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga y sustituye la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que recogía la regulación básica del Sector Eléctrico, estableció el nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes. Los aspectos más significativos de ese esquema son los siguientes:

- Se establece como principio fundamental la Sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico, de modo que los ingresos sean suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del Sistema. Los costes del Sistema serán financiados a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y



distribución (destinados a cubrir la retribución de ambas actividades), los cargos que se establezcan para el pago de otras partidas de costes, las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) así como cualquier otro ingreso o mecanismo financiero que se haya establecido. Adicionalmente:

- Cualquier incremento de costes o reducción de ingresos tendrá que llevar acompañada una reducción equivalente de otros costes o un incremento de ingresos. Al mismo tiempo, mientras existan partidas de coste destinadas a pagar deudas pendientes de años anteriores, no se podrán revisar a la baja los cargos.
  - Para los ejercicios que se inicien desde 2014, los desajustes temporales que se produzcan estarán limitados a un importe máximo anual del 2 % de los ingresos estimados del Sistema (o del 5 % en términos acumulados). Los desajustes y desviaciones transitorias que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda. En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes que se produzcan generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los 5 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.
  - Los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de cada año financiarán el 50 % de la compensación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) del propio año.
- En cuanto a la retribución de las actividades, se establece que la retribución de las actividades de transporte, distribución, producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) y producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. Los parámetros de retribución se establecerán considerando la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de 6 años. La Ley fijó la tasa de retribución de los activos para el primer periodo regulatorio (que finalizó el 31 de diciembre de 2019). Para el segundo periodo regulatorio, iniciado el 1 de enero de 2020, el valor de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica fue establecido por la Circular 2/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y para las actividades de producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional y la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico por el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre.
  - No existe diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.
  - La tarifa a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, se denomina Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), siendo la Tarifa de Último Recurso (TUR) la tarifa para los consumidores vulnerables y aquellos, que sin cumplir los requisitos para tener derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.

Junto con esta Ley básica, desde 2012 se aprobaron igualmente diversas disposiciones con la finalidad de reducir el déficit de actividades reguladas y garantizar la estabilidad financiera del Sistema. Entre ellas hay que hacer referencia al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico, y que modifica, entre otros aspectos, el régimen retributivo de las instalaciones de generación de energías renovables, cogeneración y residuos, así como para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Igualmente, hay que hacer referencia a la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad energética, cuya entrada en vigor tuvo lugar el 1 de enero de 2013, y que supuso la introducción de nuevos tributos (o la modificación de otros ya existentes) que afectan a las instalaciones de generación. En concreto, se introducen los siguientes tributos:

- Impuesto general a la producción, equivalente al 7 % del ingreso total percibido. Este impuesto, posteriormente, ha sido suspendido temporalmente en varias ocasiones.



- Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- Canon a la generación hidroeléctrica que, tras la Sentencia del Tribunal Supremo de 19 de abril de 2021, fue modificado mediante la Ley 7/2022, de 8 de abril, y equivale al 25,5 % del ingreso, que se reducirá en un 92 % para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y en un 90 % para los bombeos de más de 50 MW, así como, en la forma que reglamentariamente se determine, para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.
- Céntimo verde al consumo para generación eléctrica de gas natural, carbón, fuel y gasóleo, posteriormente eliminado en determinados supuestos a través del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre.

De acuerdo con lo establecido en la citada Ley, el importe de la recaudación de estos tributos, junto con otras cuantías derivadas de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, se destinará a financiar los costes del Sistema Eléctrico.

Junto con las disposiciones generales, el Gobierno fue aprobando diversos desarrollos reglamentarios sobre las distintas actividades asociadas al suministro de energía eléctrica.

Adicionalmente, a raíz del proceso de Transición Energética, así como de la adaptación de las funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a la normativa comunitaria, el Gobierno aprobó determinadas modificaciones del régimen actual, que se detallan más adelante.

**Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural**

Con fecha 12 de enero de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) este Real Decreto Ley, que tiene como finalidad adaptar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) al derecho comunitario, tras los requerimientos realizados por las autoridades comunitarias.

De acuerdo con este Real Decreto Ley, corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la aprobación, mediante Circulares, de aspectos tales como la estructura, metodología y los valores concretos de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de gas natural y electricidad, y a las plantas de gas natural licuado (GNL), la metodología y parámetros de la retribución del transporte y distribución de gas y electricidad, las plantas de gas natural licuado (GNL), el operador y el gestor técnico del Sistema Gasista, o la tasa de retribución de las actividades de transporte y distribución dentro del límite máximo que fije el Gobierno.

Al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) le corresponde aprobar una serie de orientaciones de política energética que debe tener en consideración la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y que abarcan aspectos tales como la seguridad del suministro, la Sostenibilidad económica y financiera del Sistema, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el Cambio Climático, la gestión de la demanda, las elecciones de tecnologías futuras o el uso racional de la energía. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) tendrá el plazo de un mes para aprobar Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que puedan incidir en temas de política energética, o versen sobre peajes, retribución de actividades reguladas, condiciones de acceso y conexión y normas de funcionamiento del Sistema Eléctrico y Gasista, existiendo, en caso de discrepancia, una Comisión de Cooperación para buscar el entendimiento.

Las nuevas funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) son de aplicación a partir del 1 de enero de 2020 en todo caso. Por otro lado, los procedimientos que se hubieran iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto Ley, así como cualquier procedimiento que, con independencia del momento de su iniciación, se refiera a años anteriores a 2019, se sustanciarán conforme a la normativa previa.



El Real Decreto Ley modifica igualmente determinados aspectos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este sentido, en relación con la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución, cuya fijación corresponderá en virtud del Real Decreto Ley a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Gobierno fijará por ley un límite máximo a su valor, referenciado a las Obligaciones del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, más un diferencial a fijar en cada periodo regulatorio. Si al comienzo del nuevo periodo no se hubiera fijado el citado límite máximo, se entenderá prorrogado el límite máximo correspondiente al periodo regulatorio anterior, o, en su defecto, será la tasa de retribución del mismo.

En cuanto a la actividad de generación con régimen retributivo adicional en los Territorios No Peninsulares (TNP), la tasa de retribución financiera será fijada por el Gobierno. Esta tasa podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio, referenciada a las Obligaciones del Estado a 10 años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, más un diferencial a fijar por Ley en cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un nuevo periodo regulatorio no se hubiera determinado esta tasa de retribución financiera, se entenderá prorrogada la del periodo regulatorio anterior.

Finalmente, en relación con las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico, podrá modificarse en la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio el valor sobre el que girará la tasa de rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo, que se fijará legalmente.

En el ejercicio de las funciones atribuidas a través del Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado determinadas disposiciones, entre las que se encuentran las siguientes:

- Circular 2/2019, de 12 de noviembre, sobre la tasa de retribución financiera de electricidad y gas: Circular sobre la tasa de retribución financiera para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, en el que se establece un valor de 5,580 % (6,003 % para 2020) para las actividades de transporte y distribución de electricidad. Para el tercer periodo regulatorio 2026-2031, el valor de la tasa de retribución financiera ha sido fijado en la Circular 9/2025, de 22 de diciembre, fijando la misma en un 6,58 %.
- Circular 3/2019, de 20 de noviembre, sobre el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la operación del Sistema: Circular relativa a las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de producción de electricidad y la gestión de la operación del Sistema, que tiene por finalidad establecer la regulación relativa a los mercados de energía en los distintos horizontes temporales (mercados a plazo, diario, intradiario, de balance y Resolución de congestiones del Sistema Eléctrico) y establecer las metodologías relativas a los aspectos técnicos de la operación del Sistema, todo ello garantizando la armonización progresiva y el acoplamiento a nivel europeo de los mercados de electricidad.
- Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de metodología de retribución de la distribución eléctrica: Circular sobre la metodología de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que tiene por objeto establecer los parámetros, criterios y metodología de retribución de esta actividad en el segundo periodo regulatorio 2020-2025. La Circular contempla una nueva fórmula retributiva, reagrupando algunas de las partidas del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y creando otras nuevas. Igualmente, se modifican determinados aspectos de los incentivos de pérdidas, calidad y fraude. Para el tercer periodo regulatorio 2026-2031, la Circular 8/2025, de 22 de diciembre, que ha establecido la nueva metodología de retribución de la actividad. Esta nueva metodología supone una transición hacia un modelo que considera conjuntamente los costes de inversión y de operación y mantenimiento (modelo «TOTEX»), e introduce un mecanismo que vincula parte de la retribución a la evolución de la potencia adscrita, con la pretendida finalidad de evitar sobreinversiones y garantizar la viabilidad financiera de los costes del Sistema. Igualmente, se simplifican algunos conceptos retributivos y se reformulan los incentivos actuales a la reducción de pérdidas y calidad.
- Circular 3/2020, de 15 de enero, sobre la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, la cual ha sido modificada con fecha 5 de febrero de 2025 a través de la Circular 1/2025, de 28 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).



- Circular 1/2021, de 20 de enero, sobre la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, que tiene por objeto regular los procedimientos, plazos y criterios para la evaluación de la capacidad de acceso y el otorgamiento de los permisos, mejorar la transparencia del proceso, así como otros aspectos relativos al control del grado de avance de los proyectos de modo que se asegure su culminación. Esta circular ha sido modificada mediante la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 11 de octubre de 2024.
- Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, por la que se define un conjunto de ratios financieros para evaluar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas reguladas, proponiendo valores recomendados para dichos ratios, y creando un índice global de ratios que tendría incidencia sobre la retribución por debajo de determinados valores. El ámbito de aplicación comprende las actividades de transporte y distribución de los sectores de electricidad y de gas. Adicionalmente, a los efectos del análisis de las operaciones de toma de participaciones, también podría aplicar a las empresas que realizan actividades en Territorios No Peninsulares (TNP) en el Sector Eléctrico, y a las empresas que realizan actividades en el sector de hidrocarburos. En virtud de esta Comunicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha ido aprobando el valor del citado índice global de ratios, el último de los cuales, para el año 2026, ha sido aprobado mediante Resolución de 2 de diciembre de 2025.

Como se indica más adelante, en el mes de enero de 2024 se inició la tramitación de un Anteproyecto de Ley para el restablecimiento de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), como ente específico centrado en el análisis de los asuntos relacionados con el Sector Energético.

#### **Retribución de la actividad de distribución de electricidad**

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. El objetivo es contar con una metodología estable y predecible que garantice, bajo unos criterios homogéneos en todo el territorio español, una rentabilidad adecuada al menor coste posible para el Sistema. Los aspectos principales de esta metodología son los siguientes:

- Se retribuirá la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a 10 años incrementado en 200 puntos básicos además de la operación y el mantenimiento de los activos.
- Se retribuirán los costes necesarios para ejercer la actividad de distribución como las lecturas de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, las tasas de ocupación de la vía pública, y los costes de estructura.
- Se incluyen incentivos y penalizaciones a la mejora de la calidad de suministro, a la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, así como un nuevo incentivo a la reducción del fraude.
- El sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.
- El cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2, reconociéndose un coste financiero.
- Se establecen mecanismos de control de la inversión. Así, se limita el volumen máximo de inversión autorizado a un total para el sector del 0,13 % del Producto Interior Bruto (PIB). Las empresas distribuidoras presentarán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) sus planes de inversión (anual y plurianual) para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo solo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los



planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instalación, siempre que ésta estuviera prevista y que no sea a cargo del Sistema.

El esquema establecido en este Real Decreto será de aplicación una vez se inicie el primer periodo regulatorio, siendo de aplicación hasta entonces el esquema transitorio establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Con fecha 28 de noviembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los Reales Decretos de retribución de redes eléctricas (el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, para transporte, y el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para distribución). Entre otros aspectos, el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, elimina la actualización anual de valores unitarios en función del Índice de Precios al Consumo (IPC) conforme a la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía.

El 12 de diciembre de 2015 se publicó la Orden Ministerial IET/2660/2015, de 11 de diciembre, que establece las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de distribución. Esta Orden fijó el inicio del primer periodo regulatorio el 1 de enero de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, que establece la retribución de la actividad de distribución para 2016. Con fecha 15 de septiembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Anuncio de la Subdirección General de Recursos, Reclamaciones y Relaciones con la Administración de Justicia por el que se notificó el Trámite de Audiencia de la Orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se inició el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio. En paralelo, con fecha 21 de septiembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre, por las que se ejecutan diversas Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica de 2016. En el caso de Endesa, se establece un nuevo valor para el parámetro  $\lambda_{base}$  (coeficiente en base uno que refleja para la empresa  $i$  el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido financiadas y cedidas por terceros). Tras iniciarse el procedimiento de lesividad, posteriormente el Tribunal Supremo dictó Sentencia parcialmente estimatoria, en cuya virtud el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación de una propuesta de Orden por la que se ejecuta dicha Sentencia, que fue finalmente aprobada como Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, que tiene en cuenta igualmente los efectos de la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre.

Con fecha 3 de agosto de 2022 se publicó la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019. Esta Orden Ministerial establece el valor de la retribución de los años 2017 a 2019, en la que no se recoge la retribución de todas las partidas de inversión y operación y mantenimiento. En la medida que la Sociedad consideraba que estas partidas están adecuadamente justificadas, interpuso el correspondiente recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Supremo, que ha dictado sentencia con fecha 24 de octubre de 2025 (véase Nota 52).

Conforme al Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la metodología de la retribución desde 2020 es establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En virtud de ello, la citada Comisión aprobó la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de metodología de retribución de la distribución eléctrica, que tiene por objeto establecer los parámetros, criterios y metodología de retribución de esta actividad en el segundo periodo regulatorio 2020-2025. En ella se contempla una nueva fórmula retributiva, reagrupando algunas de las partidas del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y creando otras nuevas. Igualmente, se modifican determinados aspectos de los incentivos de pérdidas, calidad y fraude. Por lo que respecta al tercer periodo regulatorio 2026-2031, con fecha 30 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Circular 8/2025, de 22 de diciembre, ha establecido la nueva metodología de retribución de la actividad. Esta nueva metodología supone una transición hacia un modelo que considera conjuntamente los costes de inversión y de operación y mantenimiento (modelo «TOTEX»), e introduce un mecanismo que vincula parte de la retribución a la evolución de la potencia adscrita, con la pretendida finalidad de evitar sobreinversiones y garantizar la viabilidad financiera de los costes del Sistema. Igualmente, se simplifican algunos conceptos retributivos y se reformulan los incentivos actuales a la reducción de pérdidas y calidad.



En virtud de lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha ido aprobando la retribución de la actividad de distribución. Así, con fecha 12 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 31 de julio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2020. Del mismo modo, con fecha 3 de marzo de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 17 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2021. Igualmente, con fecha 14 de noviembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 6 de noviembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2022.

En relación con la tasa de retribución financiera para el período 2020-2025, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la misma en la que, para las actividades de transporte y distribución de electricidad, se fija un valor de 5,580 % (6,003 % para 2020). Para el tercer período regulatorio 2026-2031, el valor de la tasa de retribución ha sido fijado por la Circular 9/2025, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), publicada el 30 de diciembre de 2025 en el Boletín Oficial del Estado (BOE), siendo dicho valor del 6,58 %.

Por otro lado, indicar que con fecha 1 de febrero de 2024 se publicó la Resolución de 18 de enero de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología de cálculo del ajuste a realizar en la retribución anual de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica por el empleo de la fibra óptica en la realización de actividades diferentes al transporte y la distribución de electricidad. De acuerdo con ello, con fecha 13 de julio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece el ajuste en los ejercicios 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024 y con fecha 10 de febrero de 2025, la correspondiente al ajuste para 2025. Asimismo, con fecha 31 de diciembre de 2025 se ha publicado el correspondiente ajuste para 2026, mediante Resolución de 18 de noviembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En febrero de 2025, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la consulta de un proyecto de Real Decreto por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión y para la prevención de la mortalidad en aerogeneradores, que derogaría el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

Con fecha 4 de julio de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 534/2025, de 24 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) para la realización de inversiones en la red de transporte de energía eléctrica destinadas a proyectos estratégicos de descarbonización. Este Real Decreto contempla un presupuesto de 931 millones de euros para reforzar las infraestructuras energéticas, fomentar el uso del hidrógeno verde y facilitar la integración de las energías renovables, así como el impulso del almacenamiento energético. Las actuaciones subvencionables deberán estar incluidas en la planificación de la red eléctrica para el horizonte 2026 y tener puesta en servicio entre el 1 de enero de 2024 y el 31 de agosto de 2026. Asimismo, este Real Decreto contempla obligaciones adicionales de información para las empresas distribuidoras que hubiesen solicitado subvenciones al amparo del Real Decreto 1125/2021, de 21 de diciembre, a proyectos de inversiones de digitalización en 2021, 2022 y 2023, ampliando igualmente dicho marco al año 2025, utilizando fondos sobrantes de los años anteriores.

Finalmente, con fecha 12 de septiembre de 2025 el Ministerio para Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha abierto a consulta pública el proyecto de Real Decreto por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte de energía eléctrica a 2030. Este proyecto posibilita el incremento de las inversiones en redes por encima del límite máximo actual en una cuantía fija para adaptarlos al nuevo contexto de Transición Energética. Para el período 2026-2030 dicha cuantía se fija en un total de 7.700 millones de euros (1.540 millones de euros al año). Se identifican una serie de tipologías de inversión a las que podrá destinarse dicha cuantía, dentro de unos rangos.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2025 se describen en las Nota 9.1.



### Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP)

Las actividades de suministro de energía eléctrica que se desarrollan en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) son objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Esta regulación especial fue desarrollada inicialmente mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y por las Órdenes Ministeriales, de 30 de marzo de 2006, que desarrollaban el citado Real Decreto.

El elemento principal del ordenamiento regulatorio extrapeninsular era que la producción de electricidad se configuraba como una actividad con remuneración regulada, a diferencia de la situación en la Península Ibérica, debido a las especificidades de estos Sistemas.

Con fecha 30 de octubre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), siendo los principales aspectos en ella contenidos los siguientes:

- Por razones de seguridad o eficiencia técnica y económica, se podrá reconocer el régimen retributivo adicional al precio del mercado peninsular a nuevas instalaciones de generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), incluso si se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda.
- No se reconocerá el régimen retributivo adicional o primado a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación superior al 40 % en ese Sistema. Se exceptúan aquellas instalaciones adjudicadas en concursos de capacidad para la implantación de fuentes de energías renovables, que dispongan de autorización administrativa o que hayan resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución. Igualmente, se contemplan excepciones en el caso de inversiones de renovación y mejora de eficiencia de las centrales en explotación que no supongan un aumento de capacidad, o cuando no existan otros agentes interesados en promover instalaciones.
- La obtención del régimen retributivo adicional por parte de nuevas instalaciones o renovaciones de instalaciones existentes requerirá de la obtención de una resolución favorable de compatibilidad previa a la obtención de la autorización administrativa previa.
- La titularidad de bombeos que tengan como finalidad la garantía y seguridad de suministro, o la integración de renovables, deberá corresponder al Operador del Sistema. En el resto de casos, se instrumentará un procedimiento de concurrencia. No obstante, lo anterior, las empresas que con anterioridad a 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa y no dispusieran a la fecha de entrada en vigor de autorización de puesta en servicio, mantendrán su titularidad, debiendo presentar un aval del 10 % de la inversión y cumplir un calendario de ejecución.
- La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al Gestor Técnico del Sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de 6 meses a precio de mercado. En el supuesto de que la instalación no cuente con autorización administrativa se limitará el precio a los costes totales efectivamente incurridos hasta el 1 de marzo de 2013.
- Los conceptos retributivos asociados a los costes de combustibles serán establecidos mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- Será obligatoria una resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas previa a la autorización de nuevos grupos, para determinar que la instalación es compatible con los criterios técnicos establecidos por el Operador del Sistema y con criterios económicos para la reducción de costes.
- Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) en casos de reducción sustancial de disponibilidad de las mismas, de la seguridad de suministro o de los índices de calidad de suministro imputables a instalaciones de generación. Se refuerza además la posibilidad de intervención del Gobierno en el Sistema Eléctrico para garantizar el suministro ante situaciones de riesgo.

Con fecha 1 de agosto de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP). Este Real Decreto estableció un esquema similar al vigente hasta su entrada en vigor, compuesto por una retribución por costes fijos, que



contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento, contemplando también, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad energética. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. El Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas. Entre otros, se regula un procedimiento de concurrencia competitiva para la obtención de la resolución favorable de compatibilidad introducida por la citada Ley 17/2013, de 29 de octubre.

La entrada en vigor del Real Decreto se fija desde el 1 de septiembre de 2015, contemplándose para determinadas medidas un periodo transitorio desde el 1 de enero de 2012. De acuerdo con la disposición adicional undécima, su plena y definitiva eficacia se subordina a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne. En este sentido, con fecha 28 de mayo de 2020 la Comisión Europea aprobó el esquema establecido en el Real Decreto, concluyendo que cumple con los criterios de los Servicios de Interés Económico General y que es compatible con el mercado interior. El esquema se aprueba inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2025 en el caso de las Islas Baleares, y hasta el 31 de diciembre de 2029 en el caso de las Islas Canarias, Ceuta y Melilla, pudiendo el Reino de España solicitar su mantenimiento con anterioridad a dichas fechas.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el primer periodo regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a 10 años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos. A partir del 1 de enero de 2020, y de acuerdo con el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre, de medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al Sistema Eléctrico y para dar respuesta al cese de actividad de centrales térmicas de generación, la tasa de retribución ha sido fijada en el periodo 2020-2025 en un valor de 5,580 %, siendo el valor correspondiente a 2020 del 6,003 %. En cuanto al siguiente periodo 2026-2031, con fecha 24 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 16/2025, de 23 de diciembre, que, entre otras medidas de carácter energético, fija la tasa de retribución financiera en el 6,58 %. No obstante, este Real Decreto Ley no ha sido convalidado por el Congreso, por lo que ha perdido su vigencia. Finalmente, con fecha 4 de febrero de 2026, se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 2/2026, de 3 de febrero, por el que se adoptan medidas urgentes para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, en materia tributaria y relativas a los recursos de los sistemas de financiación territorial, que recoge parte de las medidas incluidas en el Real Decreto Ley 16/2025, de 23 de diciembre, entre ellas, la fijación de la tasa retribución financiera de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) en el 6,58 %. En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, este Real Decreto está pendiente de su convalidación en el Congreso de los Diputados.

Con fecha 28 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se revisan los parámetros técnicos y económicos de retribución de los grupos de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) para el siguiente periodo regulatorio 2020-2025. Esta Orden fija los nuevos valores que se aplicarán en el segundo periodo regulatorio 2020-2025 para los distintos parámetros técnicos y económicos que determinan la retribución de los grupos de generación de los Territorios No Peninsulares (TNP), aplicando la metodología ya recogida en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

En relación con los precios de combustibles, con fecha 7 de agosto de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible, con efectos 1 de enero de 2020. Hay que indicar que con fecha 16 de noviembre de 2021 el Tribunal Supremo ha dictado la Sentencia 1337/2021 con relación al recurso interpuesto por Endesa contra esta Orden, condenando a la Administración del Estado (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)) a dictar, en el plazo de 6 meses, una nueva Orden Ministerial que regule las subastas de combustibles.

De acuerdo con ello, con fecha 30 de diciembre de 2022 se publicó la Orden TED/1315/2022, por la que se ejecuta la Sentencia 1337/2021 del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021 en relación con la necesidad de regular las subastas para el suministro de combustible en los Territorios No Peninsulares (TNP) así como otros aspectos de carácter técnico. La Orden establece el procedimiento para la realización de las subastas de combustible, que tendrán carácter bienal y serán sobre el producto puesto en central (o la materia



prima en el caso del gas de Baleares). Serán subastas a la baja partiendo de unos precios de salida que se obtienen de incrementar en un 10 % (3 % en el caso del gas natural) los precios de referencia, los cuales serán los que apliquen hasta la realización de las subastas así como en caso de que dichas subastas queden desiertas o sean anuladas. El precio de referencia del gas natural será el precio del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), y para el resto de combustibles se define a partir de una serie de índices internacionales, a los que se añade en su caso una prima. La Orden reconoce igualmente unos costes de logística para poner el producto en la central, que podrán ser revisados cada 3 años. Además, la Orden incorpora igualmente el uso de gas natural en Canarias y Melilla así como de los gases licuados del petróleo (GLP) en Canarias, junto con otros combustibles menos contaminantes.

Asimismo, el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor de energía eléctrica (PVPC), ha modificado ciertos aspectos normativos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP), entre ellos:

- Se elimina con efectos desde el 1 de enero de 2023 el factor de corrección por factura de combustible.
- Se introduce en el cálculo de la retribución por derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), con efectos desde 1 de julio de 2023, un factor de correlación para tener en cuenta las emisiones reales de las instalaciones.
- En relación con las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro, se reconoce un coste financiero por el retraso entre el cierre de liquidación de las actividades reguladas del Sector Eléctrico del ejercicio en que se aprueben dichas medidas y la fecha de aprobación de liquidación definitiva de dicho ejercicio, de acuerdo con el Euribor a un año incrementado en 50 puntos básicos.

Con fecha 10 de mayo de 2024, se publicó la Orden TED/430/2024, de 8 de mayo, por la que se establece el método de cálculo del precio de los gases licuados del petróleo como combustible y se definen nuevas instalaciones tipo a efectos del régimen retributivo adicional de las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los Territorios No Peninsulares (TNP). Esta Orden incorpora la metodología de cálculo de los gases licuados del petróleo (GLP), que podrán emplearse en el Territorio No Peninsular (TNP) de Canarias. Adicionalmente, y de cara al procedimiento de concurrencia regulado en el Real Decreto 738/2015, de 31 de agosto, se introducen nuevas instalaciones tipo correspondientes a motores de gas.

Con fecha 4 de julio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad a efectos del reconocimiento del régimen retributivo adicional para los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), procedimiento previsto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, para cubrir las necesidades de potencia de estos territorios. La potencia objeto de la convocatoria, derivada de los informes de cobertura preparados por el Operador del Sistema, asciende a un total de 1.361 MW en 2028. El plazo para la presentación de las solicitudes finalizó el 5 de octubre de 2024, disponiendo la Dirección General de Política Energética y Minas de 6 meses para dictar Resolución, que finalizaba el 5 de abril de 2025. Dentro de este procedimiento, con fecha 23 de diciembre de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) aprobó y publicó la Resolución que aprueba la lista definitiva de solicitudes admitidas y excluidas en el procedimiento de concurrencia. Finalmente, con fecha 3 de febrero de 2026 ha sido aprobada la Resolución que resuelve el concurso. De acuerdo con la misma, se ha otorgado Resolución favorable de compatibilidad a 53 proyectos de Endesa, correspondientes a prórrogas de grupos existentes, de los cuales 9 incluyen inversión de extensión de vida. Conforme a la Resolución, los proyectos consistentes en prórrogas de grupos existentes, con o sin inversión adicional, que no hayan obtenido Resolución favorable de compatibilidad, mantendrán su retribución, sujeta a un informe del Operador del Sistema sobre su afección a la garantía de suministro.

Con fecha 6 de marzo de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 21 de febrero de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de las instalaciones con régimen retributivo adicional titularidad de Endesa correspondientes al ejercicio 2020.

Finalmente, con fecha 27 de enero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/30/2026, de 26 de enero, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2026-2031.



### Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aprobó un nuevo sistema de retribución para las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de cogeneración y de residuos, tras el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La nueva metodología sustituye el esquema de tarifas reguladas anterior por un nuevo marco en el que se aplica el concepto de rentabilidad razonable, establecida en una rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a 10 años más 300 puntos básicos. En este nuevo marco, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, las instalaciones percibirán una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que se defina que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

El nuevo régimen retributivo es de aplicación tanto a las instalaciones existentes como a las nuevas. Para las nuevas instalaciones, el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

En los Territorios No Peninsulares (TNP) se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación.

La normativa establece también las condiciones para la revisión de los diferentes parámetros retributivos. Estos únicamente podrán modificarse, según el caso, cada 6 años, cada 3 o anualmente. El valor estándar de la inversión inicial y la vida útil regulatoria permanecerán invariables una vez reconocidos a cada instalación tipo.

Con fecha 20 de junio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, y en la que se fijan los valores concretos de los costes estándares para cada una de las instalaciones tipo definidas.

Con fecha 5 de agosto de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Con fecha 28 de febrero de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020. Esta Orden actualiza los valores que se aplicarán en el segundo periodo regulatorio 2020-2025 para los distintos parámetros que determinan la retribución de estas instalaciones, de conformidad con la metodología establecida en su normativa general, y sin perjuicio de los mecanismos de actualización periódica contemplados en la misma. Los valores de los distintos parámetros son de aplicación desde el 1 de enero de 2020, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre. La Orden aprueba igualmente el precio de mercado previsto para cada año del semiperiodo 2020-2022.

Al mismo tiempo, a través del Real Decreto Ley 17/2019, de 22 de noviembre, se fijó la tasa de rentabilidad razonable de las instalaciones renovables, cogeneración y residuos desde el 1 de enero de 2020, estableciéndose en un valor del 7,090 %, pudiendo aquellas instalaciones anteriores al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, mantener la tasa actual (7,398 %) hasta 2031 si no han presentado arbitrajes, o renuncian a ellos.

Con fecha 24 de junio de 2020 se publicó el Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. Entre otros aspectos, este Real Decreto Ley introduce un nuevo modelo de subastas para los futuros desarrollos de energía renovable,



basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, pudiéndose distinguir entre distintas tecnologías.

Con fecha 5 de agosto de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/765/2020 y la Orden TED/766/2020, ambas de 3 de agosto, por las que se establecen las bases reguladoras de las subastas de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes renovables y en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, respectivamente, susceptibles todas ellas de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea (UE). Las ayudas se otorgarán mediante subvenciones a fondo perdido a través de procedimientos de concurrencia competitiva de aplicación a todo el territorio nacional, especificándose en cada convocatoria el ámbito geográfico de aplicación de la misma. Las actuaciones deberán estar completamente finalizadas antes del 30 de junio de 2023, salvo que expresamente se establezca en las convocatorias un plazo más restrictivo. El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) ha lanzado ya varias convocatorias de ayudas a la inversión en instalaciones mediante procedimientos de concurrencia para distintas regiones del territorio nacional.

Posteriormente, con fecha 4 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el desarrollo del nuevo esquema retributivo para los futuros desarrollos de energías renovables, denominado Régimen Económico de Energías Renovables (REER). Este régimen económico se otorgará mediante subastas reguladas por Orden Ministerial que fijarán un cupo de energía y/o potencia máxima a subastar, que podrán distinguir entre distintas tecnologías según sus características técnicas, tamaño, gestionabilidad, localización o madurez tecnológica; el producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas, y se ofertará el precio por unidad de energía eléctrica, en €/MWh.

En cuanto a la retribución de la energía, el precio a percibir por cada unidad vendida en el mercado diario o intradiario será el precio ofertado (para servicios de ajuste y balance, será el precio de los respectivos mercados). Alternativamente, se podrán establecer incentivos de participación o exposición en el mercado, mediante un porcentaje de ajuste de mercado a aplicar al precio de mercado diario, cuyo porcentaje de corrección sobre el precio fijado en la subasta se definirá en cada convocatoria.

Todas las instalaciones de este Régimen participarán en el mercado y el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español (OMIE) realizará una liquidación por diferencias entre los precios del mercado diario o intradiario y el precio de adjudicación de las instalaciones.

Igualmente, por Orden Ministerial se fijará un calendario de subastas para un periodo mínimo de 5 años, actualizable al menos anualmente, y que podrá incluir plazos, frecuencia, capacidad y tecnologías. Este calendario se publicó con fecha 5 de diciembre de 2020, a través de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. Este calendario se actualizará anualmente y estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Las subastas se convocarán por medio de Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Desde entonces se han realizado 4 subastas, siendo su resultado de 3.034 MW, 3.124 MW, 177 MW y 45,5 MW adjudicados.

Con fecha 8 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, que actualiza los parámetros retributivos en el semiperíodo 2023-2025, incorporando, entre otros aspectos, la modificación de las referencias de precio del mercado eléctrico y combustibles a utilizar para determinadas instalaciones acogidas al régimen retributivo específico de renovables, cogeneración y residuos, para considerar valores más acordes a la situación actual de los mercados. Por otro lado, los precios de mercado previstos incorporan, de conformidad con un mandato introducido por el Real Decreto Ley 5/2023, de 28 de junio, referencias a los precios a plazo.

Por otro lado, durante los últimos años, en el contexto de las consecuencias derivadas tanto del COVID-19 como de la guerra de Ucrania, se han adoptado diversas medidas para impulsar el desarrollo de la producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Algunas de estas medidas han sido las siguientes:

- Con la finalidad de evitar actuaciones especulativas en el ámbito renovables y evitar una saturación de las Administraciones, se establece que durante un plazo de 18 meses (desde la publicación del Real Decreto Ley 20/2022, de 27 de diciembre), en aquellos nudos reservados para concursos de capacidad, quedarán suspendidos determinados procedimientos que los promotores hubieran instado ante el órgano competente.



- Se avanza en la simplificación y agilización de las tramitaciones de las instalaciones renovables. Entre otros, se extiende 12 meses el plazo para que los proyectos renovables con permisos de acceso desde el 1 de enero de 2018 en tramitación cumplan con el hito de obtener la autorización administrativa de construcción. Igualmente, para estos proyectos se amplía el plazo actual para obtener la autorización de puesta en explotación definitiva de 5 a 8 años.
- En relación con los concursos de acceso, entre otros aspectos, se contempla la liberación de un 10 % de la capacidad reservada para concursos de nudos donde se hayan o vayan a celebrar concursos para instalaciones renovables en autoconsumo.
- Se fijan procedimientos específicos que fomentan la agilización de los procedimientos de tramitación de nuevas plantas renovables o en tramitación, para proyectos eólicos de hasta 75 MW y fotovoltaicos de hasta 150 MW, con líneas de conexión de menos de 15 kW, mediante procedimientos simplificados.

Así, con fecha 5 de abril de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó una consulta pública para modificar el régimen económico de energías renovables regulado actualmente mediante el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, y la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el período 2020-2025.

En paralelo, con fecha 30 de julio de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó una consulta previa para analizar la posibilidad de realizar ajustes al régimen retributivo específico, en base a los nuevos retos del sector, con una alta penetración de las energías renovables, mayores vertidos y una reducción de los precios del mercado mayorista. Tras esta consulta previa, con fecha 27 de diciembre de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) publicó el correspondiente proyecto de Real Decreto, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para actualizar el régimen retributivo específico.

Con fechas 11 de abril, 9 de julio y 6 de octubre de 2025 se han publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) las Resoluciones de 8 de abril de 2025, de 3 de julio de 2025 y de 2 de octubre de 2025, de la Secretaría de Estado de Energía, por las que se actualizan los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo, tercer y cuarto trimestre del año 2025, respectivamente, de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Asimismo, con fecha 3 de enero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 31 de diciembre de 2025, que actualiza los valores correspondientes al primer trimestre del 2026.

Con fecha 16 de octubre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que actualiza el régimen retributivo específico actual.

Por otro lado, en febrero de 2025, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado a consulta una propuesta de Real Decreto y Orden Ministerial para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de cogeneración de alta eficiencia mediante el mecanismo de subastas, para un volumen de potencia de 1.200 MW.

Finalmente, con fecha 3 de febrero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/53/2026, de 27 de enero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al período regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2026, y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos. Previamente, con fecha 18 de diciembre de 2025 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) había aprobado su propuesta de valor de la tasa de retribución financiera correspondiente al tercer período regulatorio 2026-2031, siendo el valor propuesto del 7,05 %. En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, no obstante, este valor no ha sido recogido en una disposición de rango legal.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2025 se describen en las Notas 9.1 y 41.



### Autoconsumo

Con fecha 10 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro y la producción de electricidad con autoconsumo, estableciendo un marco normativo donde se garantiza la Sostenibilidad económica del Sistema y el reparto adecuado de las cargas del Sistema.

Igualmente, desarrolla los peajes y cargos que debe pagar el autoconsumo, de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ya establecía que el autoconsumo debe contribuir a la financiación de los costes y servicios del Sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. A este principio se establecen 2 excepciones a las que se les exceptúa de dichos costes:

- Los consumidores en las islas; y
- Los pequeños consumidores de potencia contratada hasta 10 kW.

Por otro lado, se crea un registro de las instalaciones de autoconsumo para que el Operador del Sistema y las compañías distribuidoras puedan conocer las instalaciones de generación que existen en sus redes y garantizar así la correcta operación del Sistema Eléctrico en condiciones de seguridad.

Con fecha 6 de octubre de 2018 se publicó el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, que ha modificado determinados aspectos sobre la regulación del autoconsumo. En concreto, se simplificaron las modalidades de autoconsumo y se posibilita el autoconsumo compartido. Igualmente, se elimina la aplicación de cargos y peajes en el caso de energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos. También contiene medidas de simplificación administrativa y técnica, especialmente para instalaciones de pequeña potencia.

Con fecha 6 de abril de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la Transición Energética y la protección de los consumidores.

Entre otros, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, contempla los siguientes aspectos:

- Junto con el autoconsumo individual conectado a una red interior, se incluye la figura del autoconsumo colectivo, de modo que varios consumidores puedan asociarse a una misma planta de generación (por ejemplo, en comunidades de propietarios o entre empresas o industrias ubicadas en una misma localización).
- Se define igualmente el concepto de «*instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas*», que permite realizar el autoconsumo tanto con instalaciones de generación situadas en la misma vivienda (situación actual), como en otras que estén ubicadas en las proximidades.
- Se introduce un mecanismo simplificado de compensación de excedentes (energía generada por instalaciones de autoconsumo y que el usuario no consume instantáneamente) para instalaciones con una potencia no superior a 100 kW y siempre que produzcan electricidad a partir de energía de origen renovable. En este caso, no será necesario, para obtener compensación, constituirse como productor de energía, siendo la comercializadora quien compensará al usuario por la energía excedentaria en cada factura mensual, compensación que puede llegar hasta el 100 % de la energía consumida en ese mes.
- En el caso del autoconsumo colectivo y de proximidad, se contempla el reparto de la energía entre los consumidores asociados en proporción a la potencia contratada, conteniendo el Real Decreto la posibilidad de desarrollar métodos de coeficientes de reparto dinámicos, de modo que un consumidor pueda aprovechar los excedentes de otro consumidor asociado si éste no está consumiendo su parte proporcional.



- Se simplifican los trámites administrativos para todos los usuarios, especialmente para los pequeños autoconsumidores (instalaciones de hasta 15 kW o de hasta 100 kW, en caso de autoconsumo sin excedentes). También se simplifican las configuraciones de medida para que, en la mayoría de los casos, baste con un solo contador en el punto frontera con la red de distribución.
- Finalmente, se establece un sistema de seguimiento de la implantación de estas instalaciones para controlar su incidencia sobre la operación del Sistema, y permitir su integración progresiva en condiciones de seguridad.

Con fecha 21 de diciembre de 2021, el Consejo de Ministros aprobó la Hoja de Ruta del Autoconsumo, cuyo objetivo es identificar los retos y las oportunidades que presenta el autoconsumo y establecer medidas para asegurar su despliegue masivo en España en los próximos años.

Asimismo, con fecha 22 de diciembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial de Estado (BOE) el Real Decreto Ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables, y que, entre otros aspectos, y con el fin de dar impulso al autoconsumo, se introducen modificaciones en la regulación actual para agilizar su tramitación, así como para vincular estas redes no solo a los consumidores conectados a la red interior sino también a otros consumidores próximos a dicha red y conectados a través de las redes de distribución y de transporte.

Igualmente, hay que indicar que, en el contexto de las medidas adoptadas por las consecuencias de la guerra de Ucrania, se han adoptado diversas medidas para impulsar el desarrollo del autoconsumo, por ejemplo, ampliando hasta 2.000 metros la distancia para el autoconsumo fotovoltaico en instalación próxima a través de la red, así como su ubicación, que además de sobre cubiertas, podrá ser en suelo industrial o en estructuras cuyo objetivo principal no sea la generación de electricidad.

Con fecha 9 de octubre de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó una consulta pública previa del proyecto de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, con el fin de actualizar las bases regulatorias del autoconsumo en el actual contexto de Transición Energética.

Posteriormente, el 8 de octubre de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado audiencia pública sobre una propuesta de Real Decreto cuyo objetivo es modificar y actualizar la normativa vigente con el fin de impulsar el autoconsumo distribuido. Entre otras medidas, se propone: mejorar la información disponible para los consumidores; simplificar y agilizar los trámites administrativos, flexibilizar las condiciones técnicas; y crear nuevas tipologías, como el autoconsumo con excedentes compartidos o la posibilidad de combinar las modalidades de autoconsumo con y sin excedentes.

#### Mecanismos de capacidad

Con fecha 23 de noviembre de 2017 se publicó la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Entre otros aspectos, la Orden modificó la retribución del servicio de disponibilidad, prorrogando el servicio de disponibilidad durante el primer semestre de 2018 y eliminando a las instalaciones hidroeléctricas del cobro de este servicio de disponibilidad durante dicho período.

La Orden TEC/1386/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, suprimió el incentivo a la disponibilidad de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, en tanto no se revisen los mecanismos de capacidad para su adecuación a la normativa europea y al proceso de Transición Energética.

En 2021 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación previa de una propuesta de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico Peninsular, propuesta que quedó en suspenso como consecuencia de la situación de crisis que se inició durante 2021, lo que ha llevado a un proceso de actualización de esta propuesta, teniendo en cuenta igualmente otros cambios habidos en la normativa de la Comisión Europea.



Así, con fecha 18 de diciembre de 2024, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación de un nuevo proyecto de Orden de creación de un mercado de capacidad en el Sistema Eléctrico Peninsular Español.

El mecanismo propuesto contempla subastas de potencia firme, con un horizonte de entrega de 5 años (las denominadas subastas principales), y subastas de ajuste, con entrega a 1 año. Estas subastas están abiertas a instalaciones de generación, almacenamiento y demanda. En las subastas principales pueden participar tanto instalaciones nuevas (podrán obtener contratos cuya duración será la mitad de la vida útil de su tecnología) como existentes (solo optarán a contratos de 1 año), mientras que las subastas de ajuste están reservadas a las instalaciones existentes. Transitoriamente, hasta el inicio del primer periodo de prestación del servicio de la subasta principal, se celebrarán subastas transitorias con un periodo de prestación anual, abiertas a instalaciones nuevas y existentes.

El producto a subastar será la potencia firme, expresada en MW, y la variable de oferta será el precio por unidad de potencia firme, expresado en €/MW y año. Cada instalación participará con su potencia firme, que es el producto de la potencia nominal por el coeficiente de firmeza.

La potencia firme requerida en cada subasta se determinará mediante una curva que relaciona las horas previstas de energía no suministrada y el valor de la pérdida de carga. La curva de oferta estará formada por las ofertas de los agentes, ordenada en sentido creciente.

En la propuesta se exige que las tecnologías no renovables acrediten un valor del coeficiente de flexibilidad (ratio entre la energía movilizada a través de los mercados de balance de activación manual y la energía efectivamente producida) superior en los 3 últimos años anteriores a la subasta a un cierto umbral que se determine en la resolución de la convocatoria.

Las instalaciones adjudicatarias se comprometen a garantizar la disponibilidad de potencia firme en las horas de estrés del sistema que cada año defina el Operador del Sistema, que no podrán suponer más del 10 % del total de horas anuales.

El coste del mecanismo lo financiarán los comercializadores y los consumidores directos.

#### **Consumidores vulnerables. Bono Social**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece determinadas medidas para reducir el coste del suministro eléctrico para los clientes que tienen la condición de vulnerables en función del cumplimiento de los requisitos que en cada momento se establezcan para ello. El mecanismo de financiación del coste derivado de estas medidas ha sufrido diversas modificaciones desde su implantación por la falta de adecuación de los mismos al ordenamiento jurídico.

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se publicó el Real Decreto Ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del Bono Social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. De acuerdo con dicho Real Decreto Ley, el Bono Social será asumido por las matrices de los Grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario, en el porcentaje correspondiente a la cuota de clientes. Dicho porcentaje será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Con fecha 7 de octubre de 2017 se publicó el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el Bono Social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, así como la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.



Entre otros aspectos, se identifican 3 categorías de clientes vulnerables en función del nivel de renta, medido a través del Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), estableciendo diferentes porcentajes de descuento según cada categoría. En concreto, las 3 categorías que se definen son:

- Clientes vulnerables (25 % de descuento).
- Clientes vulnerables severos (40 % de descuento).
- Clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social (100 % de descuento), siendo éstos últimos aquellos clientes vulnerables severos a los que los servicios sociales acrediten que les estuvieran financiando, al menos, el 50 % de la factura.

Este Real Decreto regula también aspectos referentes al suministro y, entre otras, aumenta de 2 a 4 meses el plazo de corte por impago para los clientes vulnerables (en el caso de los clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social no se podrá cortar el suministro, al tener la condición de suministro esencial).

Por medio del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la Transición Energética y la protección de los consumidores, se ha ampliado el colectivo de beneficiarios del Bono Social, incluyendo familias monoparentales, así como aquellas con miembros dependientes en grado 2 o 3, que no alcancen determinados umbrales de renta. Igualmente, se amplían los supuestos de prohibición de corte por impago a familias beneficiarias para las que los servicios sociales acrediten que cuenten con menores de 16 años, dependientes o discapacitados, siendo estos importes financiados por los sujetos obligados a financiar el Bono Social. Se amplían también los consumos máximos con derecho a descuento. Finalmente, se crea un Bono Social térmico para calefacción, que será financiado por los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este Real Decreto Ley contempla la aprobación en 6 meses de una Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética. En este sentido, con fecha 19 de diciembre de 2018 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició una consulta pública al respecto, siendo aprobada finalmente el 5 de abril de 2019.

A raíz de las Sentencias recaídas sobre el mecanismo de financiación del Bono Social, el Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, establece, entre otros aspectos, un nuevo mecanismo de financiación del Bono Social. De acuerdo con este nuevo mecanismo, el Bono Social será cubierto por todos los sujetos del Sector Eléctrico (generación, transporte, distribución y comercialización, así como consumidores directos) según la facturación agregada libre de impuestos de cada actividad, en base a la cual se fijará un valor de aportación unitario para cada actividad. En el supuesto de que el grado de cobertura de las aportaciones sea un 20 % inferior a las necesidades reales de financiación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) podrá proponer nuevos valores de las aportaciones. El Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, fija transitoriamente dichos valores unitarios de aportación hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) proponga los valores unitarios definitivos para el año 2022, los cuales han sido aprobados a través de la Orden TED/733/2022, de 22 de julio. Finalmente, se establece que las cuantías que hayan sido soportadas por los comercializadores de referencia, y reconocidas en Sentencia, por financiación del Bono Social, serán asumidas por los nuevos sujetos obligados. El Real Decreto Ley establece, igualmente, que la financiación del Bono Social se incorporará como coste en la retribución de las actividades con retribución regulada.

Con fecha 31 de enero de 2023 se publicó la Orden TED/81/2023, de 27 de enero, por la que se actualizan para 2023 los distintos valores unitarios a abonar por los sujetos obligados a financiar el Bono Social, que fueron actualizados a la baja para 2024 a través del Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía. Con fecha 28 de diciembre de 2024, se publicó la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se han actualizado los valores unitarios para el año 2025. Adicionalmente, con fecha 27 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1524/2025, de 23 de diciembre, que actualiza los valores unitarios para el año 2026. No obstante, se ha iniciado la tramitación de una nueva Orden que modifica los citados valores unitarios para 2026, a raíz de una modificación de los descuentos, actualmente contenida en el Real Decreto Ley 2/2026, de 3 de febrero.



Asimismo, durante los últimos años, en el contexto general de las consecuencias derivadas tanto del COVID-19 como de determinados conflictos internacionales, se han adoptado diversas medidas extraordinarias para la protección de los consumidores más vulnerables, entre ellas las siguientes, algunas de las cuales han sido recientemente prorrogadas:

- Se incrementan, los descuentos para los beneficiarios del Bono Social, inicialmente del 25 % para consumidores vulnerables y del 40 % para consumidores vulnerables severos, hasta alcanzar en 2022 el 65 % y 80 %, respectivamente, habiéndose reducido progresivamente con posterioridad. En el ejercicio 2025 estos porcentajes han sido del 50 % y 65 %, respectivamente, durante el primer semestre, y del 42,5 % y 57,5 %, respectivamente, durante el segundo semestre. Para 2026, los descuentos, inicialmente fijados en el 35 % y 50 %, respectivamente, han sido incrementados por el Real Decreto Ley 2/2026, de 3 de febrero, hasta el 42,5 % y 57,5 %, respectivamente, si bien este Real Decreto Ley se encuentra en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas pendiente de convalidación por el Congreso de los Diputados. Por otro lado, y hasta el 30 de junio de 2024, se incrementa un 15 % el límite de energía al que son de aplicación los descuentos.
- Se crea, hasta el 30 de junio de 2024, un nuevo descuento del 40 % para hogares trabajadores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con ingresos entre 1,5 y 2 veces el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), incrementados en 0,3 por cada miembro adicional mayor de edad y 0,5 por cada miembro adicional menor de edad.
- Se establece hasta el 31 de diciembre de 2025 la prohibición de suspender los suministros de electricidad, agua y gas a consumidores vulnerables, vulnerables severos o en riesgo de exclusión social. Este plazo se ha ampliado hasta el 31 de diciembre de 2026 en virtud del Real Decreto Ley 2/2026, de 3 de febrero, si bien este Real Decreto Ley se encuentra en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas pendiente de convalidación por el Congreso de los Diputados.
- Se establece un suministro mínimo vital para los consumidores vulnerables en situación de impago transcurridos 4 meses desde el primer requerimiento de pago, estableciéndose reglamentariamente una potencia límite que garantice unas condiciones mínimas de confort, que no podrá ser superada durante un periodo de 6 meses en los que el suministro no se podrá interrumpir.
- Igualmente, se modifican otros aspectos de los criterios para tener derecho al Bono Social. En concreto, se establece la renovación automática del Bono Social cada 2 años. Del mismo modo, se fijan nuevos criterios para la determinación de la categoría de consumidor vulnerable, pasando a basarse éste en la figura de la unidad de convivencia, constituida por aquellas personas que convivan en el mismo domicilio por vínculo matrimonial, pareja de hecho, segundo grado de consanguinidad, afinidad, adopción o similar. Se establece como umbral base un valor de 1,5 veces del índice Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM) de 14 pagas, que se incrementará en 0,3 por cada miembro adicional mayor de edad y 0,5 por cada menor de edad, que integren la unidad de convivencia. Se incorporan igualmente dentro del colectivo beneficiario del Bono Social a los perceptores del ingreso mínimo vital. Los umbrales anteriores se incrementarán en un valor de 1 en determinados supuestos (gran dependencia, violencia de género, terrorismo, etc.), y se reducirán en un 50 % para los consumidores vulnerables severos.

Por otro lado, en relación con el mandato contemplado en el Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, con fecha 5 de abril de 2019 el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024. En este instrumento se definen los conceptos de pobreza energética y consumidor vulnerable, se realiza un diagnóstico de situación de la pobreza energética, incluida la implicación en salud, desarrollo personal, social e igualdad, se determinan ejes de actuación y se fijan objetivos de reducción.

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética parte de la necesidad de mantener y mejorar los sistemas prestacionales (Bono Social eléctrico y térmico) como instrumentos de transición que irán dando mayor protagonismo a medidas estructurales que busquen afrontar el problema de raíz y a largo plazo.



Para analizar y realizar un seguimiento adecuado de las diversas tipologías de pobreza energética, se adoptan como indicadores primarios oficiales los contemplados por el Observatorio Europeo contra la pobreza energética (gasto energético sobre ingresos, pobreza energética escondida, incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada y retraso en el pago de las facturas). Con la finalidad de mejorar el valor más bajo de la serie de dichos indicadores en 2008-2017, y mejorar la media de la Unión Europea (UE), la Estrategia establece un objetivo de reducción mínimo respecto a 2017 del 25 % en 2025, fijándose como meta a alcanzar una disminución del 50 %. Para la ejecución de esta Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética se contemplan planes operativos, cuya gestión y seguimiento corresponde al Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE).

El marco temporal de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética aprobada era de 5 años (2019-2024). Con fecha 24 de enero de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta pública para la actualización de esta Estrategia en el horizonte 2025-2030. A partir de la misma, con fecha 12 de septiembre de 2025 se ha presentado a audiencia pública el borrador de Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2026-2030.

Los importes registrados en aplicación de esta Normativa a 31 de diciembre de 2025 se describen en la Nota 11.3.

#### Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que, a partir del año 2013, las tarifas de acceso a la red que se fijen deberían ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del Sistema Eléctrico, de forma que no se generasen nuevos déficits ex ante. Igualmente, para el periodo 2009-2012 el citado Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites. Estos límites fueron modificados por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, y el Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del periodo 2001-2008 pendientes de recuperar.

Por otro lado, la normativa recoge igualmente que, en el supuesto de que existan desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, éstos deberán ser financiados en un determinado porcentaje por las sociedades que se señalan en la citada Norma (correspondiendo a Endesa el 44,16 %), teniendo dichas sociedades el derecho de recuperar los importes financiados en las liquidaciones de actividades reguladas del ejercicio en el que se reconozcan.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolló la regulación del proceso de titulización del déficit del Sistema Eléctrico generado hasta el 31 de diciembre de 2012, y el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, del déficit generado en 2013. Con las cesiones realizadas en virtud de lo establecido en los citados Reales Decretos, la última de las cuales se acordó con fecha 15 de diciembre de 2014, se completó la cesión de la totalidad de los derechos reconocidos por déficit de tarifa hasta el año 2013.

Para los ejercicios que se iniciasen desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico estableció que los desajustes temporales que se produjesen serían financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda, estableciéndose unos límites a los mismos equivalentes al 2 % anual de los ingresos estimados del Sistema (o del 5 % en términos acumulados). En el supuesto de que se superasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los 5 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

Con fecha 24 de noviembre de 2025 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado la liquidación definitiva de 2024 de las actividades reguladas del Sector Eléctrico, que ha presentado un superávit de 882 millones de euros.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2025 se describen en la Nota 42.1.



### Marco Estratégico de Energía y Clima

La Unión Europea (UE) ha asumido un claro compromiso en la lucha contra el calentamiento global, fijando un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de, al menos, el 80 % en 2050 vs 1990, definiendo metas y compromisos ambiciosos para todos los Estados Miembros y suscribiendo el Acuerdo de París, cuyo objetivo es evitar el incremento de la temperatura media global del planeta por encima de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, así como promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C (véase Nota 5.1).

La transposición de estos objetivos a la legislación española está integrada básicamente por los siguientes documentos:

- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética, publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 21 de mayo de 2021: constituye el marco regulatorio e institucional para la puesta en marcha del compromiso de la Unión Europea (UE) de descarbonizar la economía a 2050, y del compromiso global del Acuerdo de París. Esta Ley incluye, entre otros, los siguientes aspectos:
  - o Se fijan objetivos para 2 sendas temporales: para 2030, un objetivo de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de, al menos, un 23 % con respecto a 1990, un objetivo de generación de, al menos, un 74 % de la electricidad con fuentes renovables, y un objetivo de mejorar la Eficiencia Energética en, al menos, un 39,5 % respecto al Escenario tendencial; y para 2050, alcanzar la neutralidad climática y un Sistema Eléctrico 100 % renovable.
  - o Medidas de promoción de energías renovables mediante un marco retributivo basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo de energía.
  - o Las nuevas concesiones hidráulicas irán dirigidas a apoyar la integración de renovables no gestionables.
  - o Introducción de nuevos sujetos en el Sector Eléctrico como titulares de instalaciones de almacenamiento o agregadores independientes.
  - o Se establecen límites en la explotación de hidrocarburos restringiendo los subsidios a combustibles fósiles y revisando su fiscalidad.
  - o Promoción de medidas de Eficiencia Energética y uso de renovables en el ámbito de la edificación.
  - o Impulso de la movilidad eléctrica con el objetivo de disponer de un parque de vehículos sin emisiones directas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en 2050 y que desde 2040 los nuevos turismos/vehículos comerciales ligeros no tengan emisiones directas. Asimismo, se persigue el establecimiento no más tarde de 2023 de zonas de bajas emisiones en municipios de más de 50.000 habitantes y territorios insulares y la obligación del desarrollo de infraestructuras de recarga en gasolineras.
  - o Movilización de recursos para la lucha contra el Cambio Climático: al menos 450 millones de euros de los ingresos de las subastas de derechos de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se destinarán anualmente a cubrir costes del Sistema Eléctrico.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, aprobado por el Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021 tras su autorización por la Comisión Europea: se trata del marco de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos por la Unión Europea (UE). Asimismo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 fija los hitos y pasos de cómo se va a realizar la transición hacia una modernización de la economía en su conjunto y contempla, en su versión inicial para el periodo 2021-2030, entre otros, una reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un 23 % vs 1990, el despliegue renovable hasta un 42 % sobre el uso final de energía del país (siendo el 74 % para la generación eléctrica) y la mejora de la Eficiencia Energética del país en un 39,5 %. Además, se recogen los esfuerzos que tienen que hacer todos los sectores a 2030 (energético, industrial, transporte, agricultura, residencial, residuos, así como las aportaciones de los sumideros naturales). Tras una consulta pública previa en 2024 y posterior remisión y análisis de la Comisión Europea, con fecha 24 de septiembre de 2024 el Consejo de Ministros aprobó el Real Decreto 968/2024, que actualiza el Plan



Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030). Entre otros aspectos, se amplía del 23 % al 32 % la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para 2030; el peso de las renovables se incrementa hasta el 48 % del consumo final de energía –alcanzando un 81 % de la electricidad–, y el objetivo de mejora de Eficiencia Energética hasta el 43 %. Asimismo, la actualización incrementa también el objetivo de la electrificación de la economía, desde un 32 % inicial hasta el 35 %. Paralelamente, el Gobierno ha adoptado la Estrategia Nacional de Largo Plazo, denominada «España 2050», donde se identifican 9 grandes desafíos de país, entre los que cabe señalar la creación de una Sociedad neutra en carbono, sostenible y resiliente al Cambio Climático.

- Estrategia de Transición Justa: el objetivo es optimizar las oportunidades de empleo de aquellos territorios cuya población se vea afectada por la transición hacia una economía baja en carbono. Con fecha 1 de diciembre de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta pública previa sobre la Estrategia de Transición Justa para el periodo 2026-2030.

Con fecha 22 de septiembre de 2020 fue aprobado por el Consejo de Ministros el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) para el horizonte temporal 2021-2030, que constituye el marco de planificación básico para promover la acción coordinada frente a los efectos del Cambio Climático.

Por otro lado, con fecha 24 de febrero de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta pública previa sobre el Plan Social para el Clima, cuya elaboración responde a la normativa europea, que amplía el mercado europeo de derechos de emisión a algunos sectores difusos a partir de 2027. El presupuesto de este Plan proviene del Fondo Social para el Clima creado por la Unión Europea (UE). Este Plan deberá recoger medidas e inversiones necesarias con el fin de reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en los sectores del transporte por carretera y los edificios, y, además, disminuir los costes para consumidores y microempresas vulnerables, mediante ayudas directas temporales a la renta para hogares vulnerables y usuarios del transporte.

Por último, el 2 de septiembre de 2025 el Consejo de Ministros ha aprobado la propuesta de Pacto de Estado frente a la emergencia climática, destinado a reforzar los mecanismos de adaptación, mitigación y recuperación de las Administraciones Públicas ante eventos climáticos extremos, propuesta que ha iniciado proceso de audiencia pública.

#### Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía

Con fecha 7 de octubre de 2020 el Gobierno presentó el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía para responder a los retos de la próxima década centrándose en 4 transformaciones necesarias para modernizar e impulsar la economía de España: la transición ecológica, la transformación digital, la igualdad de género y la cohesión social y territorial.

El Plan de Recuperación comportará un importante volumen de inversión pública y privada en los próximos años, y se financia con fondos del Plan de Recuperación de la Unión Europea («Next Generation EU»). El Plan recoge 10 políticas clave que se consideran tractoras por incidir directamente en los sectores productivos con mayor capacidad de transformación del tejido económico y social, y que son las siguientes:

Políticas
1. Agenda urbana y rural, lucha contra la despoblación y desarrollo de la agricultura.
2. Infraestructuras y Ecosistemas resilientes.
3. Transición Energética justa e inclusiva.
4. Una Administración para el siglo XXI.
5. Modernización y digitalización del tejido industrial y de la pyme, recuperación del turismo e impulso a una España nación emprendedora.
6. Pacto por la ciencia y la innovación. Refuerzo a las capacidades del Sistema Nacional de Salud.
7. Educación y conocimiento, formación continua y desarrollo de capacidades.
8. Nueva economía de los cuidados y políticas de empleo.
9. Impulso de la industria de la cultura y el deporte.
10. Modernización del sistema fiscal para un crecimiento inclusivo y sostenible.

La inversión en transición ecológica representará más del 37 % del total del Plan y la digitalización un 33 %.

En el ámbito de la energía, las políticas anteriores incluyen acciones tales como: el despliegue masivo de la generación renovable, de redes inteligentes e infraestructuras eléctricas; el desarrollo de una hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial; el desarrollo de una Estrategia de Transición Justa para garantizar el empleo de las zonas afectadas por la Transición Energética; y el fomento de la movilidad sostenible y la rehabilitación de edificios así como la promoción de medidas de Eficiencia Energética.



A raíz de lo anterior, se han lanzado desde distintos Ministerios varias convocatorias para la presentación de proyectos concretos en determinados ámbitos de actuación de dicho Plan.

Igualmente, se han ido aprobando los denominados Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE), vehículo global en el que se incluyen las actuaciones de los distintos sectores, entre los que se encuentran los siguientes:

Proyectos	Sectores
Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE)	Para desarrollo del vehículo eléctrico y conectado.
	De energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento.
	Economía Circular.
	De descarbonización industrial.
	Para la salud de vanguardia.
	Agroalimentario.
	Nueva economía de la lengua.
	Para la industria naval.
	Aeroespacial.
	De digitalización del ciclo del agua.
	De microelectrónica y semiconductores.
	De economía social y de los ciudadanos.

Con fecha 6 de junio de 2023 el Consejo de Ministros aprobó el documento final de la adenda de ampliación del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), que fue aprobado por la Comisión Europea con fecha 2 de octubre de 2023. La adenda incorpora un nuevo paquete de reformas, se refuerzan los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) y se recogen fondos de nueva creación para la canalización de préstamos. En concreto, se incorporan 84.000 millones de euros en préstamos, 7.700 millones de euros adicionales en subvenciones, y 2.600 millones de euros del Programa «REPowerEU», totalizando las ayudas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia una cuantía de 160.000 millones de euros. Igualmente, se crea un Fondo de Resiliencia Autonómica de 20.000 millones de euros para grandes proyectos regionales, se recogen diferentes bonificaciones fiscales y se refuerzan aspectos de Gobernanza.

#### Normativa sobre permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

De acuerdo con las nuevas responsabilidades atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) derivada del Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, la normativa específica sobre permisos de acceso y conexión ha de ser desarrollada tanto por el Gobierno, a través de Real Decreto, como por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), a través de una Circular, en función de las respectivas competencias.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este Real Decreto regula los criterios y el procedimiento para la concesión de los permisos de acceso y conexión tanto para productores como para consumidores. El criterio general será la prelación temporal. No obstante, con el fin de dar impulso a la penetración de las energías renovables, se establecen excepciones a este criterio general en los casos de hibridación de instalaciones de generación existentes y de concursos de capacidad de acceso en nuevos nudos de la red de transporte o en aquellos nudos donde se libere o aflore capacidad de potencia.

Se establece la posibilidad de que, mediante Orden Ministerial, se convoquen concursos de capacidad solo aplicables en nuevos nudos que se introduzcan mediante un nuevo proceso de planificación, o aquellos en los que se libere un determinado volumen de capacidad de acceso. Los participantes deberán ser instalaciones de generación renovable, que pueden incluir además almacenamiento.

Se regulan igualmente aspectos relativos al almacenamiento y la hibridación de instalaciones, así como el régimen de garantías.

Por último, se introducen exenciones para los permisos de acceso y conexión a las instalaciones de autoconsumo, y se elimina la figura del interlocutor único de nudo, encargado hasta ahora de la tramitación de los permisos de acceso y conexión cuando existían solicitudes de conexión de múltiples actores para un mismo nudo, de modo que a partir de ahora cada promotor se relacionará directamente con el gestor de la red.



Asimismo, con fecha 22 de enero de 2021, se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. Esta Circular regula los procedimientos, plazos y criterios para la evaluación de la capacidad de acceso y el otorgamiento de los permisos.

En este sentido, con fecha 3 de noviembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1182/2021, de 2 noviembre, corregida posteriormente por la Orden TED/1198/2021, de 3 de noviembre, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables al concurso público para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de transporte de energía eléctrica de instalaciones de generación de procedencia renovable en el Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV y se procede a su convocatoria. Esta Orden establece las bases reguladoras específicas para la concesión de capacidad de acceso en el Nudo de Transición Justa Mudéjar afectado por el cierre de la Central Térmica de Teruel y con el objetivo de aflorar nueva potencia renovable y optimizar su potencial con la generación de beneficios socio-económicos para esta zona.

Igualmente, el 10 de junio de 2022 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició la tramitación de una propuesta de Orden sobre por la que se convoca concurso de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, y por una capacidad total de 5.844 MW.

Por otro lado, con fecha 9 de agosto de 2022, se publicó la Resolución de 3 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se acuerda la celebración de otro concurso de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte. Igualmente, en 2023 se han publicado diversas resoluciones para la celebración de concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte.

Igualmente, indicar que, en el contexto de determinadas disposiciones adoptadas a raíz de los efectos económicos de la crisis del COVID-19 y la guerra de Ucrania, el Gobierno ha adoptado determinadas medidas asociadas a la gestión de permisos de acceso y conexión.

Entre otros concursos de acceso a la red, con fecha 18 de abril de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/345/2024, de 9 de abril, por la que se regula el procedimiento y los requisitos aplicables para la concesión de capacidad de acceso a la red eléctrica a módulos de generación de electricidad síncronos de procedencia renovable y a instalaciones de almacenamiento síncrono en los nudos de Transición Justa de Garoña 220 kV (Burgos), Guardo 220 kV (Palencia), Lada 400 kV (Asturias), Mudéjar 400 kV (Teruel) y La Robla 400 kV (León).

Con fecha 18 de junio de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 8 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso firme de la demanda a las redes de distribución de electricidad. En esta Resolución se definen los criterios técnicos y la metodología para evaluar la capacidad de acceso, así como criterios de diseño y arquitectura de red, con el objetivo de garantizar un suministro eléctrico seguro y fiable.

Adicionalmente, con fecha 10 de octubre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Circular informativa 6/2025, de 7 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), de petición de información a los gestores de la red sobre solicitudes de acceso y conexión a las redes de energía eléctrica.



### Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

Con fecha 29 de marzo de 2014 se publicó el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que contempla la metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de abril de 2014, y cuyos principales aspectos fueron los siguientes:

- El coste de la energía a utilizar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el precio horario del mercado diario e intradiario en el período de facturación, al que habrá que adicionar los servicios de ajuste, pagos por capacidad y los pagos por la financiación del Operador del Sistema y el Operador del Mercado.
- Si se dispone de contadores con telegestión integrados en los Sistemas, se aplicará el precio horario al consumo horario real, mientras que, en caso contrario, se utilizará un perfil publicado por el Operador del Sistema.
- Alternativamente los Comercializadores de Referencia estarán obligados a realizar una oferta a los clientes con derecho a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en forma de un precio fijo para el plazo de un año, integrado por los peajes revisables y un valor fijo durante un año, en €/kWh, para el resto de conceptos. La oferta estará vigente durante un mes y será uniforme en toda España, pudiendo tener cada Comercializador de Referencia una única oferta vigente.
- El Real Decreto contempla otros aspectos, entre ellos, que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25 % sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Con fecha 4 de junio de 2015 se publicaron los procedimientos de operación para la facturación horaria a los consumidores acogidos al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En virtud de estos procedimientos, desde el 1 de julio de 2015 los consumidores que dispongan de un contador con telemedida efectivamente integrado serán facturados conforme a su consumo real de cada hora, en lugar de conforme a un perfil de consumo.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, que establece la metodología para la fijación del margen de comercialización del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), dando así cumplimiento a diversas Sentencias del Tribunal Supremo que anularon el margen de comercialización establecido en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se publicó la Orden Ministerial ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, que, con entrada en vigor el 1 de enero de 2017, establece los valores del margen comercial del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Mediante la Orden Ministerial ETU/258/2017, de 24 de marzo, publicada el 25 de marzo de 2017 y con fecha de entrada en vigor el día siguiente, se fijó un nuevo valor para la parte de dicho margen comercial correspondiente al coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Con fecha 14 de junio de 2023 se publicó el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, que modifica, con efectos desde el 1 de enero de 2024, la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC), siendo sus aspectos más relevantes los siguientes:

- El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) se aplicará a los consumidores domésticos y microempresas con potencia contratada menor o igual a 10 kW.



- El coste de energía se indexará parcialmente a los mercados a plazo, incorporando para ello una cesta de productos a plazo referenciados a OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués), lo cual se hará de modo gradual el 25 % en 2024, el 40 % en 2025 y el 55 % desde 2026. El resto del peso corresponderá al precio de contado o spot. La parte referenciada a mercados de futuro se reparte entre el producto mensual (10 %), el trimestral (36 %) y el anual (54 %). Mediante Orden Ministerial se podrán modificar estos porcentajes, así como incorporar en la formulación una referencia al precio resultante de las subastas de energía inframarginal, gestionable y no emisora, recogidas en el Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, si en las mismas participaran las comercializadoras de referencia.
- Se reconoce al comercializador de referencia, dentro del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), el coste de financiación del Bono Social fijado anualmente en la Orden correspondiente, junto con un coeficiente adicional para la recuperación de las cantidades soportadas desde el Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo.

Adicionalmente, este Real Decreto modificó ciertos aspectos normativos de la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP).

### Eficiencia Energética

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, creó, en el ámbito de la Eficiencia Energética, el Fondo Nacional de Eficiencia Energética para cumplir con el objetivo de ahorro energético.

Adicionalmente, con fecha 25 de enero de 2023 se publicó el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE), que ha sido desarrollado parcialmente por la Orden TED/815/2023, de 18 de julio. Igualmente, mediante la Orden TED/845/2023, de 18 de julio, se aprobó el catálogo de medidas estandarizadas de actuaciones de Eficiencia Energética.

Con fecha 4 de marzo de 2025 se ha publicado la Orden TED/197/2025, de 26 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2025, contemplándose para Endesa un importe económico equivalente a 132 millones de euros del que, al menos el 15 %, habrá de ser cubierto mediante aportaciones económicas al citado Fondo, pudiendo satisfacer el resto de su obligación mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Con fecha 26 de diciembre de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado audiencia pública de la propuesta de Orden por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2026, contemplándose para Endesa un importe económico equivalente a 224 millones de euros del que, al menos el 8 %, habrá de ser cubierto mediante aportaciones económicas al citado Fondo, pudiendo satisfacer el resto de su obligación mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Por último, en agosto de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado audiencia pública sobre esta propuesta de Real Decreto cuyo objetivo es establecer el marco normativo para mejorar la Eficiencia Energética y la Sostenibilidad de los centros de datos. Algunas de las medidas propuestas son: publicidad de datos energéticos, que serán reportados anualmente; reutilización de calor residual para climatización u otros usos cuando sea viable técnica y económicamente; uso de mejores prácticas debiendo seguir recomendaciones de conducta y cumpliendo ciertos indicadores de Eficiencia Energética y uso de agua por encima de 100 MW. El cumplimiento de estos requisitos será necesario para obtener los permisos de acceso y conexión a las redes eléctricas.

### Metodología de cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista

Junto con la aprobación de la metodología de determinación de los peajes de acceso a las redes de electricidad y gas, cuya responsabilidad recae, en virtud del Real Decreto Ley 1/2019, de 11 de enero, en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Gobierno ha de aprobar la metodología de cálculo de los cargos de los Sistemas Eléctrico y Gasista. Estas metodologías deberán establecer cuáles son las variables utilizadas para repartir los costes que han de ser cubiertos por los cargos, de tal manera que el reparto no resulte discriminatorio y responda a las políticas energéticas impulsadas por el Gobierno, es decir, impulsen la eficiencia, la electrificación de la economía y la Transición Energética justa.



De acuerdo con ello, con fecha 18 de marzo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del Sistema Eléctrico, habiendo sido aprobada la correspondiente al Sistema Gasista por medio del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

#### Tarifa eléctrica 2025

Con fecha 16 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 4 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para 2025, que suponen una reducción media del 4,0 % respecto a los valores vigentes a 1 de enero de 2024.

Por su parte, con fecha 28 de diciembre de 2024 se publicó la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del Sistema Eléctrico y se establecen diversos costes regulados del Sistema Eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social para 2025. En esta Orden se establece un incremento de los cargos desde 1 de enero de 2025 de un 33 %.

#### Tarifa eléctrica 2026

Con fecha 22 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 18 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establecen los peajes de transporte y distribución de electricidad para 2026, que contempla una subida media de los mismos del 0,7 %.

Por su parte, con fecha 27 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1524/2025, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del Sistema Eléctrico para 2026 y se establecen diversos costes regulados del Sistema Eléctrico para el ejercicio 2026 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al Bono Social para el año 2026. Esta Orden incrementa el precio de los cargos un 10,3 % respecto a los precios vigentes.

#### Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)

En el año 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició el procedimiento de evaluación estratégica ambiental ordinaria del Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), documento que actualiza la política del Gobierno en materia de gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible nuclear gastado, y del desmantelamiento y la clausura de las instalaciones nucleares. Con fecha 27 de julio de 2023 se publicó la Declaración Ambiental Estratégica del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR).

Finalmente, el Plan fue aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 27 de diciembre de 2023 y publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 8 de enero de 2024. A este respecto, y después de una consulta pública, teniendo en cuenta las estimaciones de costes futuros establecidas en el citado Séptimo Plan, con fecha 26 de junio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 589/2024, de 25 de junio, por el que se modifica la tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario mediante la que se financia el servicio de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (Enresa) a las centrales nucleares en explotación, fijando el valor de la citada tasa unitaria en 10,36 €/MWh, siendo su entrada en vigor el 1 de julio de 2024.

#### Estrategia de Almacenamiento Energético

Con fecha 9 de febrero de 2021, el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia de Almacenamiento Energético, elemento considerado clave para la transición hacia una economía neutra en emisiones y la efectiva integración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico.



La Estrategia de Almacenamiento Energético cuantifica las necesidades de almacenamiento en coherencia con lo previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y el objetivo de neutralidad climática antes de 2050, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad, a alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. Además, se clasifica el conjunto de tecnologías que conforman el almacenamiento de energía según el método y sistema aplicable, se identifican las acciones para su efectivo despliegue y los retos regulatorios para la participación del almacenamiento en los mercados de electricidad, teniendo en cuenta los procedimientos de acceso a mercados así como su papel en la estructura y señales de precio, y se analizan igualmente los retos económicos que suponen y la necesidad de políticas industriales que incentiven su financiación.

#### Real Decreto sobre redes de distribución de energía eléctrica cerradas

Con fecha 26 de abril de 2023 se publicó el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, que regula las condiciones y requisitos particulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas y sus titulares, así como el procedimiento de autorización administrativa y las circunstancias para su revocación.

De acuerdo con esta disposición, se podrá autorizar como red de distribución de energía eléctrica cerrada una zona industrial que no exceda de 8 km<sup>2</sup> de extensión, siempre que dicha red distribuya energía eléctrica a las empresas industriales ubicadas en dicho emplazamiento mediante redes propias.

Tendrán consideración de consumidores industriales aquellos pertenecientes a la categoría B o C de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (C.N.A.E.) y aquellos que, aun perteneciendo a los grupos D y E, se computen como industriales a efectos estadísticos.

En la red podrán participar también hasta 100 consumidores no industriales, siempre que tengan relación con las industrias, estén en el interior de la red o sean adyacentes a la misma, y no representen más del 2 % del consumo eléctrico total.

Los industriales titulares de la red cerrada tendrán que construirla o comprarla a una compañía distribuidora, y serán los responsables de gestionarla, de invertir en su mantenimiento y de facturar por los peajes, cargos y otros costes a los consumidores conectados a ella, mientras que los comercializadores que vendan electricidad a los miembros de la red cerrada solo facturarán por la energía consumida.

#### Servicios de recarga energética de vehículos eléctricos

Con fecha 19 de marzo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos. Los principales aspectos que regula esta norma son:

- Se definen las 2 figuras jurídicas que pueden participar en la actividad de recarga de acceso público o de empresas para sus flotas, estableciendo sus derechos y obligaciones: el Operador del Punto de Recarga, titular de los derechos de explotación de las estaciones de recarga y responsable de su operación física, y la Empresa Proveedora de Servicios para la Movilidad Eléctrica, un intermediario entre los operadores y los usuarios de vehículos eléctricos, que puede prestar servicios de valor añadido a dichos usuarios.
- Refuerza la obligatoriedad de la recarga puntual en estaciones de acceso público, eliminando barreras de naturaleza técnica o contractual.
- Adicionalmente, tanto los operadores como los proveedores deben remitir la información necesaria al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), a las Comunidades Autónomas y a Ceuta y Melilla, con el fin de publicar un mapa oficial de puntos de recarga que indique, entre otros datos, la localización de los mismos, características y precio de la recarga.



#### Banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el Sector Eléctrico

Con fecha 12 de julio de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el Sector Eléctrico, cuyo objetivo es el de fijar espacios controlados donde probar potenciales mejoras regulatorias de cara a agilizar los cambios normativos y ayudar a que las modificaciones se ajusten mejor a las necesidades del Sector. De este modo, la norma permite la puesta en marcha de proyectos piloto que impulsen la investigación y la innovación, limitados en volumen, duración y ámbito geográfico, y que puedan requerir de exenciones de la regulación sectorial. Los promotores de los proyectos deberán suscribir un protocolo de pruebas con la Secretaría de Estado de Energía, en cooperación con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que establecerá las normas y condiciones específicas para cada proyecto piloto.

#### Mecanismo temporal de minoración de los ingresos de mercado de las instalaciones de generación por la incorporación a los precios del mercado mayorista del valor del precio del gas natural

El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, estableció, entre otros aspectos, una obligación de pago, desde su entrada en vigor el 16 de septiembre de 2021 y hasta el 31 de marzo de 2022, a las instalaciones de generación no emisoras en una cuantía proporcional al supuesto mayor ingreso que habrían obtenido como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural, mecanismo que ha sido posteriormente complementado por el Real Decreto Ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural. Se excluyen las instalaciones con un régimen retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y las de potencia igual o inferior a 10 MW. El importe resultante de dicha minoración de ingresos será destinado a reducir los cargos del Sistema. Asimismo, el alcance de la obligación de pago no aplicará a la energía cubierta por contratos a plazo y precio fijo anteriores al Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, ni a la energía cubierta por nuevos contratos a precio fijo con cobertura por un período igual o superior a un año. En el caso de que en estos instrumentos de contratación a plazo parte de la energía esté indexada parcialmente al precio de mercado, se excluirá únicamente la parte proporcional no indexada. Los productores remitirán mensualmente una declaración responsable y documentación acreditativa de la energía cubierta por instrumentos a plazo. Además, se establece que los productores y comercializadoras deberán informar periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de los instrumentos de contratación a plazo, tanto físicos como financieros, entre empresas del mismo grupo empresarial o con terceros.

El Real Decreto Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, introdujo modificaciones adicionales. De acuerdo con ello, queda exenta de la aplicación del mecanismo la energía cubierta por contratos a plazo y precio fijo anteriores a 31 de marzo de 2022. En el caso de instrumentos de cobertura con un plazo de cobertura igual o superior a un año y precio fijo posteriores a 31 de marzo de 2022, quedan excluidos si el precio fijo es igual o inferior a 67 euros/MWh. En el caso de contratos bilaterales entre Generación y Comercialización del mismo Grupo empresarial, el precio de cobertura será el precio que las Comercializadoras repercutan a los consumidores finales y, en ese caso, el precio fijo exento se determinará incrementando el valor de 67 euros/MWh en el margen de comercialización medio del Sector.

Finalmente, a través del Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía, se extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023.



### Mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista

Con fecha 14 de mayo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Esta medida establece un mecanismo de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, con la finalidad de lograr una reducción equivalente del precio de casación del mercado mayorista, inicialmente hasta el 31 de mayo de 2023, pero que ha sido prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2023 mediante el Real Decreto Ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo.

En virtud de este mecanismo, se establece un ajuste en función de la diferencia entre un precio de referencia del gas que consumen las centrales térmicas y el precio spot del gas en el Mercado Organizado Español de Gas (MIBGAS). La senda de precios del gas, establecida por el Real Decreto Ley 3/2023, contempla valores crecientes desde 45 €/MWh en enero de 2023 hasta 65 €/MWh en diciembre de 2023. Este mecanismo será aplicable a los ciclos combinados, las centrales térmicas de carbón y la cogeneración no acogida a ningún marco retributivo regulado, así como, conforme al Real Decreto Ley 20/2022, de 27 de diciembre, las instalaciones de cogeneración y residuos anteriores a 2013 y con potencia entre 50 MW y 100 MW, a las que se les permite renunciar temporalmente al régimen retributivo específico. El importe del ajuste se repartirá entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficie directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien porque ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas. En relación con este último aspecto, quedan excluidas del pago del coste del ajuste las unidades de oferta de almacenamiento, tanto baterías como consumos de bombeo, así como las unidades de oferta de servicios auxiliares de generación.

La entrada en aplicación de este mecanismo quedó condicionada a la autorización de la Comisión Europea, que se produjo el 8 de junio de 2022, tras lo cual el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) aprobó la Orden TED/517/2022, de 8 de junio, por la que se estableció como fecha de inicio de la aplicación del mecanismo el 14 de junio de 2022 (para la casación del día 15 de junio de 2022). La vigencia de este mecanismo ha finalizado el 31 de diciembre de 2023.

### Mecanismo de fomento de la contratación a largo plazo

El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, introdujo mecanismos de mercado para fomentar la contratación a largo plazo, mediante subastas de contratos de compra de energía a largo plazo, a las que se vincula hasta un máximo del 25 % del valor más bajo en 10 años de la producción inframarginal gestionable y no emisora que no tenga retribución específica ni sea adjudicataria de subastas renovables. Serán sujetos vendedores aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en la generación de energía eléctrica. Y podrán ser sujetos compradores las comercializadoras (excepto las de los grupos que sean operadores principales eléctricos) y los consumidores directos, así como las comercializadoras de referencia en los términos que fije la resolución de la convocatoria.

### Consumidores electrointensivos

Con fecha 14 de junio de 2023 se publicó el Real Decreto 444/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos. Este Real Decreto modifica el Estatuto del consumidor electrointensivo aprobado en 2020 por el que se regulaban los requisitos que permiten a determinadas instalaciones industriales a optar a la certificación de consumidor electrointensivo. A través de esta modificación, se amplía el catálogo de actividades que pueden acogerse a esta situación y se reducen determinados requisitos, lo que aumenta la base de beneficiarios. Igualmente, se actualiza la ayuda máxima para compensar el coste del régimen retributivo específico de renovable y coste de los sistemas eléctricos no peninsulares incluido en los cargos, que pasa del 85 % actual para todas las actividades a: 85 % para sectores en riesgo significativo; 75 % para sectores en riesgo (ampliable al 85 % si acreditan que el 50 % del consumo procede de fuentes de carbono y tienen contrato a plazo por el 10 % del consumo o un 5 % de consumo con autoconsumo renovable); o un porcentaje mayor para instalaciones especialmente expuestas (cuando el coste eléctrico supera ciertos



umbrales del Valor Añadido Bruto (VAB)). No obstante, en ningún caso los cargos soportados por los beneficiarios podrán ser menor o igual que 0,5 €/MWh.

Asimismo, y como se indica más adelante, los consumidores que tengan el certificado de consumidor electrointensivo, han tenido temporalmente hasta el 31 de diciembre de 2024 una reducción de hasta el 80 % de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad. Con fecha 24 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 9/2024, de 23 de diciembre, que, entre otros temas, proroga dicha reducción hasta el 31 de diciembre de 2025. No obstante, el Pleno del Congreso, en sesión celebrada el 22 de enero de 2025, ha rechazado finalmente la convalidación de este Real Decreto Ley 9/2024, de 23 de diciembre, que ha sido por tanto derogado y deja de estar en vigor.

Por otro lado, en el mes de julio de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la audiencia pública de una propuesta de Orden por la que se define la denominada «*empresa de gran consumo de energía del Sector Industrial*» a los efectos de la contabilización de ahorros de energía final en el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética, regulado en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que tendrán que acreditar un consumo medio de energía anual de, al menos, 1 GWh durante los 3 años anteriores y un cociente entre consumo anual de energía final y valor añadido bruto anual igual o superior a 1 kWh/€ durante, al menos, 1 de los 2 años anteriores. Igualmente, se establecen las condiciones para que estas empresas puedan monetizar sus ahorros energéticos dentro del Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Igualmente, en el mes de diciembre de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la tramitación de una nueva modificación del Estatuto de los Consumidores Electrointensivos, proponiendo cambios en determinados aspectos específicos relativos a aspectos tales como los requisitos para optar a esta condición, la certificación o las obligaciones de este tipo de consumidores.

#### Modificación de la legislación de evaluación ambiental

Con fecha 14 de junio de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial de Estado (BOE) el Real Decreto 445/2023, de 13 de junio, por el que se modifican los Anexos I, II y III de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que regulan los proyectos sometidos a la evaluación ordinaria y simplificada, con el fin de su adaptación al ordenamiento jurídico europeo, así como dar una mayor coherencia y actualización de sus contenidos conforme con la experiencia adquirida durante los años de vigencia de la misma. Algunos de los aspectos más relevantes son:

- Se introducen nuevas tipologías de proyectos sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) ordinaria, en particular aquellos proyectos con incidencia en el sector de la energía, industria y minería.
- Se amplía el ámbito de la evaluación simplificada, al eliminarse varios umbrales que permitían excluir algunos proyectos de este trámite. Entre otros proyectos ahora sometidos a la evaluación simplificada se encuentran los siguientes: almacenamiento energético «*stand-alone*» a través de baterías electroquímicas o con cualquier tecnología de carácter hibridado con instalaciones de energía eléctrica; determinadas repotenciaciones de líneas de transmisión eléctrica; o las instalaciones industriales para la producción de hidrógeno electrolítico, fotoelectrolítico o fotocatalítico a partir de fuentes renovables.

En el mes de diciembre de 2025 se ha iniciado un proceso de consulta pública abierta dirigido a actualizar los anexos de la Ley de evaluación ambiental.

#### Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Con fecha 12 de abril de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 214/2025, de 18 de marzo, por el que se crea el Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y por el que se establece la obligación del cálculo de la huella de carbono y de la elaboración y publicación de planes de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



#### Anteproyecto de Ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de la Energía (CNE)

Con fecha 20 de enero de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició el proceso de audiencia pública del Anteproyecto de Ley para el restablecimiento de la Comisión Nacional de la Energía (CNE). Las funciones de la Comisión se centrarán en el seguimiento del correcto funcionamiento de los mercados energéticos y como novedad, incorporará el objetivo de descarbonización. Algunos de los aspectos de este Anteproyecto son los siguientes:

- La nueva Comisión sería una entidad de derecho público dotada de personalidad jurídica propia, autonomía orgánica y funcional, presupuesto propio y con plena independencia del Gobierno, de las Administraciones Públicas y del mercado. Asimismo, estará sometida al control parlamentario y judicial.
- Tendrá funciones de supervisión y control de los mercados eléctrico, de hidrocarburos líquidos, de gas natural, y de hidrógeno verde y otros gases renovables. Además, tendrá las funciones de inspección y sanción, así como de arbitraje, información, atención y tramitación de las reclamaciones planteadas por agentes y consumidores. Y finalmente, se encargará de las liquidaciones de los peajes, cargos, precios, cánones y retribuciones reguladas de los sectores a su cargo. Igualmente, ejercerá funciones de supervisión en los procesos de toma de participaciones, y funciones consultivas en el proceso de elaboración de propuestas normativas.
- El Consejo de la Comisión contará con 7 miembros (presidente, vicepresidente y 5 consejeros), con un mandato de 6 años sin posibilidad de reelección. Igualmente, la Comisión contará con 3 direcciones: Electricidad, Hidrocarburos y nuevos combustibles, e Inspección.
- La nueva Comisión Nacional de la Energía (CNE) deberá estar plenamente constituida y operativa en un máximo de 4 meses desde la aprobación de la Ley.
- Asimismo, se prevé la creación del Fondo para la Gestión Económico-Financiera de las Liquidaciones del Sector Eléctrico y del Sector del Gas (FGLSEG), para gestionar los ingresos y pagos correspondientes a las liquidaciones de peajes, cargos, cánones, precios y retribuciones reguladas de los sectores eléctrico y gasista, así como las transferencias previstas en los Presupuestos Generales del Estado para estos sectores.

Con fecha 24 de septiembre de 2024, el Consejo de Ministros aprobó el Anteproyecto de ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE), remitiéndolo al Congreso de los Diputados, estando actualmente en tramitación.

#### Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento General de suministro y contratación y por el que se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica

Con fecha 12 de febrero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, que tiene por objeto refundir la normativa relativa al suministro y contratación de energía eléctrica, actualmente dispersa en distintas normas, para su adaptación a la realidad actual y los nuevos modelos de negocio. A continuación, se detallan algunos de los aspectos que establece el Real Decreto.

- Prohibición al comercializador de realizar llamadas comerciales y prácticas de contratación por vía telefónica, salvo solicitud expresa del cliente.
- Se establece que las comercializadoras de más de 200.000 clientes habrán de tener ofertas con precios dinámicos indexados al mercado spot.
- Se establecen nuevos requisitos para acceder a la actividad de comercialización, como demostrar solvencia económica, y se desarrolla el proceso para la solicitud de inhabilitación y las medidas cautelares derivadas de esta situación.



- Se acortan los plazos de cambio de comercializador de energía eléctrica de los 21 días actuales a 10 días hábiles, teniendo el comercializador entrante un máximo de 24 horas en día laborable desde la formalización del contrato para enviar la solicitud al distribuidor.
- En relación con el contrato de suministro eléctrico, siendo la regla general una duración anual prorrogable tácitamente por plazos iguales, se introduce la posibilidad de que consumidor y comercializador puedan acordar libremente una duración distinta, así como la posibilidad de contratar más de un comercializador de forma simultánea, e incluso acudir directamente al mercado mayorista, todo ello siempre que no coincidan en un mismo periodo de liquidación (actualmente 15 minutos). En suministros por debajo de 15 kW de potencia contratada, el cliente podrá rescindir el contrato en todo momento, sin penalización, salvo que sea antes de la primera prórroga anual de un contrato a precio fijo en mercado libre, en cuyo caso la penalización no podrá superar el 5 % de la energía pendiente de facturar en ese ejercicio. Si el cambio lo hace un consumidor vulnerable para acogerse al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), no cabe penalización alguna.
- Se regula la figura del agregador, y se establecen sus derechos y obligaciones.
- Los distribuidores, comercializadores y agregadores deberán disponer de un servicio gratuito de atención al cliente, como mínimo, digital. Las reclamaciones deberán resolverse en un máximo de 15 días hábiles. Se introduce también la posibilidad de que las comercializadoras puedan desarrollar voluntariamente un mecanismo adicional de protección del consumidor (defensor del cliente) cuya resolución, a emitir en un máximo de 2 meses, será vinculante para la empresa.

#### Propuesta de plan de implantación de contadores inteligentes en la red de gas natural

Durante el mes de julio de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado la audiencia pública de una propuesta de Orden por la que se aprueba el plan de implantación de contadores inteligentes en la red de gas natural.

Esta propuesta persigue la implantación progresiva hasta 2035 de contadores inteligentes en los puntos de suministro de gas natural con consumo anual igual o inferior a 50.000 kWh, excluyendo los suministros de gases licuados. Entre otros aspectos, se modifican los umbrales de consumo que obligan a disponer de equipos de teled medida para consumidores industriales y comerciales, se detallan las especificaciones técnicas mínimas que deben cumplir los contadores inteligentes y los equipos de teled medida, y se regula también el acceso del consumidor a sus datos de consumo, la posibilidad de adquirir el contador en propiedad y el procedimiento de instalación, incluyendo las obligaciones de comunicación por parte de las distribuidoras.

#### Planificación de la red de transporte eléctrica

Con fecha 23 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1375/2023, de 21 de diciembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030. A partir de dicho Orden, ha habido un proceso participativo donde todos los agentes del sector han enviado sus propuestas de desarrollo al proceso de planificación 2025-2030 hasta el 31 de marzo de 2024. Desde el 1 de abril de 2024 hasta el 1 de octubre de 2024 Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), en base a los criterios fijados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), analizó las propuestas remitidas al Ministerio. Y finalmente, con fecha 9 de octubre de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició una consulta previa de la Evaluación Ambiental Estratégica del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2025-2030.

Con fecha 16 de abril de 2024 el Consejo de Ministros, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), aprobó una modificación puntual al Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica en el horizonte 2026.

Posteriormente, el Consejo de Ministros de 8 de julio de 2025 ha aprobado una serie de modificaciones puntuales en el Plan de Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026, incorporando una serie de actuaciones específicas, destinadas a incorporar herramientas adicionales a las redes que faciliten el control de tensión, la estabilidad ante oscilaciones y, en general, el refuerzo del Sistema Eléctrico, tanto en la Península como en Canarias y Baleares.



Por último, con fecha 9 de octubre de 2025 se ha iniciado audiencia pública, tanto a los efectos sustantivos como ambientales, de la propuesta de planificación de red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2030 y del estudio ambiental estratégico.

#### **Medidas urgentes para el impulso del Plan de respuesta inmediata, reconstrucción y relanzamiento frente a los daños causados por la Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA)**

A raíz del desastre natural causado por la Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA), en diversas Comunidades Autónomas, y en especial en la Comunidad Valenciana, el Gobierno de España acordó aprobar una serie de medidas destinadas a ayudar a la población afectada y a reponer el estado de las infraestructuras, bienes y servicios afectados, mediante el Real Decreto Ley 6/2024, de 5 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes de respuesta ante los daños causados por la Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA) en diferentes municipios entre el 28 de octubre y el 4 de noviembre de 2024 y el Real Decreto Ley 7/2024, de 11 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para el impulso del Plan de respuesta inmediata, reconstrucción y relanzamiento frente a los daños causados por la Depresión Aislada en Niveles Altos (DANA) en diferentes municipios entre el 28 de octubre y el 4 de noviembre de 2024. Algunas de las medidas principales en materia energética son:

- Excepcionalmente y hasta 31 de diciembre de 2025, se suspenden temporalmente los contratos de suministro y de acceso de terceros a la red, en aquellos puntos de suministro de energía eléctrica y de gas natural cuyo suministro haya sido interrumpido por razón de la DANA, sin coste alguno para los consumidores finales tanto en la suspensión como en la reactivación de los mismos.
- Excepcionalmente y hasta 31 de diciembre de 2025, se podrán suspender temporalmente o modificar para contratar una oferta alternativa los contratos de suministro de energía eléctrica de aquellos puntos de suministro ubicado en los municipios afectados por la DANA. A partir del 31 de diciembre de 2025, y en el plazo de 3 meses, se podrá solicitar su reactivación, teniendo que ser resuelto en el plazo máximo de 5 días y sin repercutir coste alguno al consumidor, sujeto a ciertas condiciones.
- Excepcionalmente y hasta 31 de diciembre de 2025, los titulares de puntos de suministro que estén acogidos a escalones de peaje de red local RL1 o superior, o que dispongan de plantas satélite de gas natural licuado (GNL) unicliente podrán solicitar por cada contrato anterior al 28 de octubre de 2024, independientemente de su duración, la modificación del caudal diario contratado o modificación del peaje aplicado.
- Excepcionalmente y hasta el 31 de diciembre de 2025, no podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica, productos derivados del petróleo, gas natural y agua.
- Excepcionalmente, las inversiones destinadas a la reconstrucción de las redes eléctricas de transporte y distribución de energía eléctrica de los municipios afectados por la DANA, puestas en servicio durante los años 2024 y 2025, no computarán en el volumen de inversión sujeto a retribución a cargo del Sistema Eléctrico, si bien serán retribuidas por éste.
- Excepcionalmente y hasta 31 de diciembre de 2025, se aplazarán las facturas correspondientes a contratos de suministro de electricidad y gas natural afectados por la DANA.

#### **Refuerzo del Sistema Eléctrico**

Con fecha 25 de junio de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del Sistema Eléctrico. Se trata de un paquete de medidas resultado del trabajo del Comité creado para analizar las circunstancias acontecidas el día 28 de abril de 2025 cuando se produjo un cero eléctrico en el Sistema Eléctrico peninsular, y cuyo objetivo es fortalecer la resiliencia, la flexibilidad y la seguridad del Sistema Eléctrico. Entre las medidas adoptadas, se encuentran las siguientes:

- El Operador del Sistema debe presentar propuestas de modificaciones normativas sobre las respuestas frente a las oscilaciones de potencia, sobre la velocidad de variación de tensiones, sobre la programación de las restricciones técnicas y sobre otros elementos técnicos que contribuyen a fortalecer la seguridad del Sistema, un nuevo procedimiento de operación para coordinar los planes de desarrollo de la red de transporte y de la red de distribución y una propuesta de requisitos mínimos de monitorización para



- análisis de incidentes. Además, se le asigna la función de punto de acceso único a los datos de los clientes finales.
- Se aprueban actuaciones urgentes para reforzar la resiliencia de la red de transporte eléctrica, centradas en el control de tensión y la estabilidad, que se integrarán en el Plan de Desarrollo 2021-2026. Asimismo, se establecen revisiones de la planificación de transporte cada 3 años y modificaciones puntuales cada 2 años.
  - La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) debe elaborar cada 3 meses un informe de cumplimiento de las obligaciones de control de tensión por los agentes, así como un plan de inspección sobre la capacidad de reposición a actualizar cada 3 años.
  - Se establece que los titulares de instalaciones de generación y almacenamiento que compartan infraestructuras de evacuación asumirán responsabilidad solidaria ante el Sistema Eléctrico y formalizarán acuerdos de reparto de responsabilidades. De no existir éstos, se aplicará un reparto proporcional según la capacidad de acceso.
  - El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) podrá autorizar mecanismos de capacidad en situaciones de falta de cobertura de la demanda. Igualmente, se introducen simplificaciones administrativas para la autorización de instalación de producción y almacenamientos temporales de emergencia por razones de seguridad de suministro.
  - Se introducen igualmente medidas de agilización de la tramitación de los proyectos renovables. Además, se fomenta la repotenciación de instalaciones, reduciendo los plazos administrativos a la mitad, siempre que la potencia resultante sea inferior al 125 % de la original.
  - Excepcionalmente para 2025 se reducen un 25 % las horas mínimas de funcionamiento y el umbral de funcionamiento para las instalaciones renovables con retribución regulada, por el efecto del exceso de horas con precios nulos o negativos.
  - Se establecen diversas medidas de impulso al almacenamiento, entre ellas, su declaración de utilidad pública y la agilización de plazos administrativos. También se incorporan nuevas herramientas de flexibilidad, entre ellas la figura del agregador independiente, que combinará múltiples consumos y la electricidad generada por consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en los mercados de electricidad y la prestación de servicios al Sistema.
  - Se permite combinar distintas modalidades de autoconsumo en ciertos supuestos, se incrementa la distancia máxima entre generación y consumo hasta 5 kilómetros para instalaciones menores de 5 MW y se crea la figura del gestor de autoconsumo, que podrá ejercer de representante de los partícipes.
  - Se amplía la caducidad de los permisos de acceso a todas las instalaciones de demanda desde 1 kV, con reglas automáticas y plazos de 3 o 5 años según la tensión.
  - Se refuerzan los plazos máximos que deben cumplir las distribuidoras para ejecutar nuevas conexiones y extensiones de red, incluyendo las realizadas por instaladores a cargo del solicitante, con tiempos concretos de respuesta y verificación.
  - Se exigen de autorización las acometidas de los puntos de recarga para vehículos eléctricos siempre que no sea necesaria una evaluación de impacto ambiental ni una declaración de utilidad pública.
  - Se habilita el destino del remanente del extracoste relativo a la producción de energía eléctrica de los Territorios No Peninsulares (TNP) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de los años 2017, 2018 y 2020 al ejercicio 2025.
  - Se extiende hasta el 31 de diciembre de 2025 la reducción de un 80 % de los peajes a los consumidores electrointensivos.

La entrada en vigor de este Real Decreto Ley ha sido el 25 de junio de 2025. No obstante, el Pleno del Congreso, en sesión celebrada el 22 de julio de 2025, ha rechazado finalmente la convalidación de este Real Decreto Ley 7/2025, de 24 de junio, siendo por tanto derogado y dejando de estar en vigor.



A raíz de lo anterior, con fecha 31 de julio de 2025 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) abrió un trámite de audiencia de un proyecto de Real Decreto que incluye algunas de las medidas incluidas en el derogado Real Decreto Ley 7/2025, de 24 de junio, que ha sido finalmente aprobado como Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre. Entre las medidas que incluye este Real Decreto se encuentran las siguientes:

- La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) deberá evaluar trimestralmente el cumplimiento de las obligaciones de control de tensión y realizar un plan de inspección extraordinario cada 3 años sobre la capacidad de reposición.
- Red Eléctrica de España, S.A., como Operador del Sistema, deberá proponer en un plazo de 3 a 6 meses reformas normativas y nuevos procedimientos técnicos para mejorar la seguridad del Sistema.
- Con el objetivo de impulsar el almacenamiento, se introducen medidas para facilitar su integración, entre otros: se prioriza las hibridaciones en terrenos ya antropizados, se redefine la potencia instalada a efectos de autorización administrativa y agiliza su tramitación.
- En cuanto a los procedimientos de acceso y conexión, se fomenta la electrificación de nuevas actividades industriales y se limita a 5 años la validez de los derechos de acceso y conexión exigiendo la identificación de Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE), pudiéndose ampliar a 9 años para la hidráulica de bombeo y las tecnologías eólica marina. Para la nueva demanda de electricidad, se acortan los plazos de respuesta de las distribuidoras, con un máximo de 80 días.
- Se define el concepto de repotenciación conforme a la Directiva 2023/2413, de 18 de octubre de 2023, relativa a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se simplifican las autorizaciones para plataformas de Investigación, Desarrollo e innovación (I+D+i), permitiendo sustituir prototipos con una única autorización de explotación.

Por otro lado, en el mes de mayo de 2025 se ha iniciado la audiencia pública del Anteproyecto de Ley de protección y resiliencia de entidades críticas. El objetivo es identificar y definir las entidades críticas del territorio nacional, excluidos los sectores bancario y financiero, y establecer las medidas necesarias para garantizar la prestación de servicios esenciales en situaciones de riesgo, adoptando medidas técnicas, organizativas y de seguridad. Asimismo, se propone realizar evaluación de los riesgos y elaboración de planes de resiliencia específicos, además de implementar un régimen de supervisión y sancionador. Entre las entidades críticas propuestas, está el Sector de la Energía, y en concreto, las empresas eléctricas, incluyendo empresas de producción, de redes de distribución y transporte, de suministro y operadores del mercado.

Asimismo, con fecha 21 de octubre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se modifican temporalmente varios procedimientos de operación eléctricos para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el Sistema Eléctrico peninsular español. En concreto, se modifican los procedimientos 3.1 (Proceso de Programación), P.O. 3.2 (Restricciones Técnicas) y P.O. 7.2 (Regulación Secundaria). Estos cambios tenían una vigencia temporal de 30 días, siendo prorrogados temporalmente por petición justificada del Operador del Sistema durante 15 días naturales, hasta un máximo de 3 meses, que terminaba el 19 de enero de 2026. Tras diversas prórrogas aprobadas, con fecha 20 de enero de 2026 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución, de 19 de enero de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que modifica estos procedimientos de operación, con el objetivo de mantener la aplicación de las medidas transitorias establecidas tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los procedimientos, con ciertas modificaciones respecto al texto inicial de la citada Resolución, tras la experiencia y el debate con los sujetos en este período.

**Real Decreto Ley 16/2025, de 23 de diciembre, por el que se prorrogan determinadas medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, y se adoptan medidas urgentes en materia tributaria y de Seguridad Social.**

Con fecha 24 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) este Real Decreto Ley 16/2025, de 23 de diciembre. Algunas de las medidas contenidas en este Real Decreto Ley son las siguientes:

- Bono Social: Se mantienen durante 2026 los mayores descuentos del Bono Social (42,5 % para vulnerables y 57,5 % para vulnerables severos).



- Garantía de suministro: Se mantiene hasta 31 de diciembre de 2026 la prohibición de cortes (garantía de suministro de agua y energía).
- Generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP): Se fija el valor de la tasa de retribución financiera para el período regulatorio 2026-2031 en el 6,58 %, y, con carácter excepcional, se proroga hasta el 28 de febrero de 2026 el plazo para la aprobación de la revisión de los parámetros técnicos y económicos, con efectos desde 1 de enero de 2026. Igualmente, se establece que a Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con carácter periódico y, en todo caso, en cada semiperíodo regulatorio, evaluará los costes de estos territorios y las condiciones y precios de suministro para los consumidores de los mismos, incluyendo propuestas para garantizar el suministro al mínimo coste y al cumplimiento de los objetivos de descarbonización del Gobierno y Comunidades y Ciudades Autónomas.

Sin embargo, con fecha 27 de enero de 2026, el Pleno del Congreso ha derogado este Real Decreto Ley, dejando las medidas adoptadas de tener vigencia.

Posteriormente, con fecha 4 de febrero de 2026, se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 2/2026, de 3 de febrero, por el que se adoptan medidas urgentes para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, en materia tributaria y relativas a los recursos de los sistemas de financiación territorial, que recoge las medidas anteriores, estando pendiente de su convalidación en el Congreso.

#### Ley de servicios de atención a la clientela.

Con fecha 27 de diciembre de 2025 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 10/2025, de 26 de diciembre, por la que se regulan los servicios de atención a la clientela, que tiene por objeto regular los niveles mínimos de calidad y de evaluación de los servicios de atención al cliente para las empresas que prestan servicios de carácter básico de interés general y de las empresas grandes.

#### Sistema Gasista

Con fecha 22 de mayo de 2015 se publicó la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, cuyo objetivo es, entre otros, modificar la Ley de Hidrocarburos para actualizarla a los nuevos tiempos con el objetivo de incrementar la competencia y la transparencia en el sector de hidrocarburos, reducir el fraude, garantizar una mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al Operador del Mercado organizado de gas, se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores), se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea (UE) con el que exista un acuerdo previo, y se adoptan algunas medidas en relación con las existencias mínimas de seguridad para, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

Con fecha 31 de octubre de 2015 se publicó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del Sistema Gasista. Este Real Decreto contiene las normas básicas para el funcionamiento de este mercado del gas, así como otras medidas como el procedimiento de inspección de las instalaciones de gas.

Con fecha 13 de diciembre de 2017 se publicó, tras acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017, una Resolución por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, entre los que se incluye Endesa.



### Tarifa de gas natural para 2025

El 30 de diciembre de 2024 se publicó la Resolución de 26 de diciembre de 2024 de la Dirección General de Política Energética y Minería por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar a partir del 1 de enero de 2025, con un incremento aproximado del 8,6 %, 10,1 % y 11,1 %, respectivamente, para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). Por su parte, las Tarifa de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, introducidas con el Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, se incrementan aproximadamente entre un 8,6 % y un 16,7 %.

Con fecha 31 de marzo de 2025 se ha publicado la Resolución, de 26 de marzo de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de abril 2025, que disminuye un 17,7 %, 20,5 % y 22,5 %, respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifa de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, disminuyen entre el 17,7 % y el 32,8 %.

Con fecha 30 de junio de 2025 se ha publicado la Resolución, de 26 de junio de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de julio de 2025, que disminuye un 3,8 %, 4,6 % y 5,1 %, respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifa de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, disminuyen entre el 3,8 % y el 8,3 %.

Por último, con fecha 30 de septiembre de 2025 se ha publicado la Resolución, de 26 de septiembre de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de octubre de 2025, que incrementa un 12,5 %, 13,7 % y 14,6 %, respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifas de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, se incrementan entre el 12,5 % y el 23,1 %.

### Tarifa de gas natural para 2026

Con fecha 22 de diciembre de 2025 se ha publicado la Resolución de 22 de diciembre de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a partir del 1 de enero 2026, que disminuye en un 3,7 %, 4,3 % y 4,8 % respectivamente, la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3). En lo que respecta a las Tarifa de Último Recurso (TUR) aplicables a las Comunidades de Propietarios, disminuyen entre el 3,7 % y el 7,8 %.

## 6.2. Marco normativo de Europa

### Energía y Medioambiente en Europa

El Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos relativos a Legislación europea sobre el clima, establece un objetivo europeo en 2030 de reducción interna de emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de, al menos, un 55 % respecto a los niveles de 1990.

El paquete «Fit for 55» que la Comisión Europea presentó el 14 de julio de 2021 es el marco que revisa y actualiza la legislación de la Unión Europea (UE) para apoyar el cumplimiento de dicho objetivo. Se destacan las siguientes disposiciones:

El 16 de mayo de 2023, se publica en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) la Directiva 2023/959, por la que revisa el Régimen de comercio de derechos de emisión (denominado en inglés «Emissions Trading Scheme» (ETS)), que modifica el límite de emisiones al incrementar la tasa anual de reducción y establece un objetivo de reducción del 62 % en 2030 respecto a 2005. Entre otros aspectos, se elimina la asignación gratuita de certificados para la aviación, se incluye a la navegación marítima; y se crea un nuevo sistema de emisiones para el transporte de carretera y edificios.

Con fecha 16 de mayo de 2023 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2023/956 que establece el mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono, (denominado en



inglés «Carbon Border Adjustment Mechanism» (CBAM)), fijando un precio al dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de las importaciones de algunos productos, entre ellos la electricidad.

El 26 de abril de 2023 se publica en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento 2023/857 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados Miembros (denominado en inglés «Effort Sharing Regulation») que refuerza, mediante el establecimiento de objetivos, la reducción de emisiones para edificios, transporte por carretera y marítimo europeo, agricultura, residuos y pequeña industria para cada Estado Miembro.

Por otro lado, el 20 de septiembre de 2023 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética (UE) 2023/1791 relativa a la Eficiencia Energética. Se destaca un incremento en la ambición, con un objetivo obligatorio de reducción del consumo energético en la Unión Europea (UE) del 11,7 % en 2030 respecto una referencia calculada en 2020. En cuanto a los sistemas de obligaciones de Eficiencia Energética en cliente final, se pasa de una obligación de reducción anual del 0,8 % al 1,3 % en 2024-2025, 1,5 % en 2026-2027 y 1,9 % en 2028-2030.

Con fecha 22 de septiembre de 2023 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento 2023/1804 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, requiere expandir la capacidad de recarga, en línea con la venta de los vehículos cero-emisiones e instalar puntos de recarga y repostaje en las principales autopistas (cada 60 km para carga eléctrica y cada 200 km para recarga de hidrógeno). Se requiere, bajo ciertos requisitos, que la aviación y el sector marítimo tengan acceso a electricidad en los principales puertos y aeropuertos.

Asimismo, el 18 de octubre de 2023 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) la revisión de la Directiva sobre Energías Renovables (EU) 2023/2413. Entre las novedades que incorpora, destaca un objetivo de renovables del 42,5 % del consumo final de energía de la Unión Europea (UE) en 2030, con la intención de llegar alcanzar el 45 % y además, en relación con el «*permitting*», la aprobación de medidas de agilización en materia de permisos que diferencian los proyectos situados dentro o fuera de las llamadas «*zonas de aceleración de renovables*». También se establecen ciertos requisitos a cumplir por los gases para ser considerados renovables. A través de 2 actos delegados se completan los criterios que tienen que cumplir los gases de origen no biológico, como el hidrógeno, para ser considerados renovables.

Con fecha 8 de mayo de 2024 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) la Directiva (UE) 2024/1275, relativa a la Eficiencia Energética de los Edificios. Esta Directiva fomenta la mejora de la Eficiencia Energética de los edificios y la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero, con el fin de lograr un parque inmobiliario de cero emisiones en 2050, teniendo en cuenta las condiciones climáticas y particularidades locales, las exigencias de calidad ambiental interior y la relación coste-eficacia. En relación con el vehículo eléctrico será obligatorio el precableado para edificios nuevos y renovados, aumentando el número mínimo de puntos de recarga.

Con fecha 31 de mayo de 2024 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) una Recomendación (UE) 2024/1343 de la Comisión Europea, de 13 de mayo, para acelerar el despliegue de energías renovables, en concreto trata la aceleración de los procedimientos de concesión de autorizaciones para proyectos de energía renovable y de infraestructuras conexas.

El 6 de junio de 2024 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento 2024/1610, de 14 de mayo, por el que se refuerzan las normas de comportamiento en materia de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) para vehículos pesados nuevos y el establecimiento de obligaciones de comunicación. Se establece una reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) del 90 % para vehículos pesados nuevos en 2040 y del 100 % para nuevos autobuses urbanos en 2035.

Con fecha 28 de junio de 2024, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2024/1735 el Reglamento sobre la Industria de Cero Emisiones Netas, que establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema europeo de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas.

Como continuación a la implementación de este Reglamento, en el mes de julio de 2025, han entrado en vigor 3 actos de implementación relevantes:

- Normas sobre criterios distintos del precio en las subastas de energía renovable: conducta empresarial responsable, Ciberseguridad y contribuciones al desarrollo sostenible y la resiliencia.
- Criterios comunes sobre la selección de proyectos estratégicos. Los proyectos para la fabricación de tecnologías «*net-zero*» deben cumplir con ciertos criterios para ser reconocidos como «*estratégicos*». Este estatus les otorga beneficios específicos, incluido un acceso más fácil a la financiación.



- Acto de ejecución en el que se enumeran las tecnologías de cero emisiones netas y sus principales componentes. Se evalúa si la Unión Europea (UE) tiene una dependencia significativa de terceros países en relación con estas tecnologías o componentes.

Con fecha 15 de julio de 2024, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2024/1787, relativo a la reducción de las emisiones de metano en el Sector Energético con el objetivo de establecer normas para la medición, cuantificación, seguimiento, notificación y verificación precisos y correctos de las emisiones de metano del Sector Energético en la Unión Europea (UE) y sobre los instrumentos que garantizan la transparencia respecto de las mismas.

Por último, el 15 de julio de 2024, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) la Directiva 2024/1788 y el Reglamento 2024/1789 relativos a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno con el objetivo de establecer las condiciones de acceso al sistema y su participación en los mercados mayoristas. El principal objetivo del paquete es facilitar la entrada en el mercado de gases renovables y con bajas emisiones de carbono. Las principales novedades son la definición de hidrógeno bajo en carbono, la separación de redes de hidrógeno, el porcentaje de «blending» máximo que aceptarán los gestores de redes en la interconexión fijado en el 2 % y la creación de una nueva entidad independiente para el hidrógeno (denominado en inglés «EU Entity for Hydrogen Network Operators ((ENNOH)») que coordinará la planificación y el desarrollo de la infraestructura de hidrógeno de la Unión Europea (UE). La compra conjunta de gas de los países de la Unión Europea (UE) se mantiene de forma voluntaria. A través del Acto Delegado se completa la metodología para calcular los ahorros de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del hidrogeno bajo en carbono.

#### Medidas para combatir los altos precios de la energía

El aumento de los precios de la energía a lo largo del segundo semestre de 2021, debido a la recuperación económica post COVID-19 y el consiguiente aumento de la demanda, llevó a la Comisión Europea a publicar en octubre de 2021 una Comunicación con las actuaciones que los Estados miembro podrían adoptar para hacer frente al incremento de los precios sin ir en contra de la legislación europea existente.

El agravamiento de la situación debido a la crisis ocasionada por el conflicto entre Rusia y Ucrania llevó a la Comisión Europea a publicar 2 comunicaciones:

- Con fecha 8 de marzo de 2022, se publicó la Comunicación denominada «REPowerEU: Acción Conjunta Europea por una Energía más Asequible, Segura y Sostenible», que incide especialmente en la necesidad de tener reservas de gas suficientes de cara al próximo invierno y reducir la dependencia del suministro del gas ruso a través de la diversificación del abastecimiento de la Unión Europea (UE) y potenciación de las energías renovables; también señala las medidas que pueden aplicar los Estados Miembro en respuesta a los altos precios de los mercados de energía y las condiciones bajo las cuales pueden llevarse a cabo determinadas actuaciones por los Estados Miembro.
- Con fecha 23 de marzo de 2022, se publicó la Comunicación «Seguridad de Suministro y unos Precios de la Energía Asequibles: Opciones para Medidas Inmediatas y de cara al Próximo Invierno», que detalla las distintas opciones posibles para los Estados Miembro para gestionar el incremento de precios de la energía.

Estas Comunicaciones se detallaron a través de diferentes iniciativas y planes:

- Con fecha 18 de mayo de 2022 la Comisión Europea presentó, en respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de la energía causadas por la invasión rusa de Ucrania, el Plan «REPowerEU». Este Plan establece diversas medidas para reducir a corto plazo la dependencia de los combustibles fósiles rusos, adelantar la transición ecológica y ahorrar energía, aumentando al mismo tiempo la producción de energía limpia y garantizando la resiliencia del Sistema Energético a escala de la Unión Europea (UE). Está respaldado por medidas financieras y legales para construir la nueva infraestructura energética y el nuevo Sistema Energético que Europa necesita.
- Igualmente, con fecha 18 de mayo de 2022, se publicó la Comunicación «Intervenciones a Corto Plazo en el Mercado de la Energía y Mejoras a Largo Plazo en la Configuración del Mercado de la Electricidad. Línea de Actuación». El documento detalla diversas medidas adicionales a corto plazo para hacer frente a los elevados precios de la energía y responder ante posibles interrupciones del suministro desde Rusia. También presenta varios ámbitos en los que puede optimizarse el diseño del mercado de la electricidad para adecuarlo a la transición hacia el abandono de los combustibles fósiles y aumentar la resiliencia a



las perturbaciones de los precios, además de la protección de los consumidores y el suministro de electricidad asequible.

No obstante lo anterior, el mantenimiento del alza de los precios de la energía llevó al Consejo Europeo a publicar el 6 de octubre de 2022 un Reglamento con medidas limitadas en el tiempo para una intervención de emergencia que mitiguen los efectos de estos altos precios (reducir el consumo bruto mensual, introducir un límite a los ingresos del mercado de ciertos productores inframarginales establecer medidas de intervención pública estableciendo precios de suministro a hogares, entre otras). La Comisión Europea publicó el 5 de junio de 2023 su informe sobre la revisión de las medidas temporales de emergencia indicando que no consideraba necesaria la prolongación de dichas medidas.

Por otra parte, el Reglamento también se hacía eco de las dificultades de liquidez que estaban experimentando las empresas energéticas como consecuencia del incremento de los precios y volatilidades y exponía que estaba evaluando junto con los reguladores europeos («*European Securities and Markets Authority*» (ESMA) y «*European Banking Authority*» (EBA)) cuestiones relacionadas con las garantías y los colaterales, así como las posibles formas de limitar la excesiva volatilidad intradiaria. Este Reglamento ya no está en vigor, pero en el propio Reglamento relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR por sus siglas en inglés) se ha incluido la previsión de que las Cámaras de Contrapartida Central puedan admitir como colaterales los avales bancarios y las garantías públicas de elevada liquidez, siempre que estén disponibles incondicionalmente a su requerimiento dentro del periodo de liquidación.

En paralelo, se mantuvo el debate sobre un nuevo mecanismo que limite el precio del mercado mayorista del gas y el nuevo diseño del mercado de electricidad.

En este sentido, con fecha 29 de diciembre de 2022 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento 2022/2578, que establece el denominado mecanismo de corrección del mercado, que es un instrumento de carácter temporal que se activa para limitar los episodios de precios de gas excesivamente elevados en la Unión Europea (UE) que no reflejan los precios del mercado mundial. Dicho mecanismo se aplica a las transacciones de gas natural en los principales mercados de derivados «*Title Transfer Facility*» (TTF) y de derivados vinculados a otros puntos de intercambio virtual, con vencimientos de entre un mes y un año vista. La vigencia de este Reglamento era hasta el 31 de enero de 2024, no obstante, el 19 de diciembre de 2023 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2023/2920 que extiende su vigencia hasta el 31 de enero de 2025.

Igualmente, en la misma fecha de 29 de diciembre de 2022 se publicó el Reglamento (UE) 2022/2576, por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos. Con fecha 29 de diciembre de 2023 se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2023/2919 que proroga el periodo de aplicación del Reglamento (UE) 2022/2576 hasta 31 de diciembre de 2024. El formato original del mecanismo voluntario ha expirado en marzo de 2025. La Comisión Europea está trabajando para crear «*un instrumento voluntario permanente*» de agregación de demanda y compra conjunta de gas (y potencialmente de otras materias primas).

Adicionalmente, el 29 de diciembre de 2022 se publicó el Reglamento (UE) 2022/2577 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables. La vigencia de este Reglamento era por un periodo inicial de 18 meses. No obstante, determinadas disposiciones han sido prorrogadas hasta el 30 de junio de 2025 mediante el Reglamento (UE) 2024/223, que fue publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) con fecha 10 de enero de 2024.

Asimismo, con fecha 28 de marzo de 2023, mediante el Reglamento (UE) 2023/706, el Consejo acordó prorrogar por un año adicional (del 1 de abril de 2023 al 31 de marzo de 2024) la medida voluntaria de reducción de los Estado miembro de la demanda de gas en un 15 %, recogida en el Reglamento (EU) 2022/1369, del Consejo, de 5 de agosto. En marzo de 2024 se adoptó una Recomendación del Consejo que anima a los países de la Unión Europea (UE) a seguir aplicando medidas voluntarias hasta marzo de 2025 para mantener una reducción colectiva del 15 % de la demanda de gas, en comparación con la demanda media entre abril de 2017 y marzo de 2022.

El Parlamento Europeo y el Consejo adoptaron en junio de 2022 el Reglamento (UE) 2022/1032, que establece un objetivo de llenado de almacenamiento de gas del 90 % hasta el 31 de diciembre de 2025. En marzo de 2025, la Comisión Europea ha propuesto una prórroga de la normativa por 2 años extendiendo su



aplicación hasta 31 de diciembre de 2027, finalmente adoptada mediante el Reglamento (UE) 2025/1733 que modifica el Reglamento de Almacenamiento de Gas.

Con fecha 19 de enero de 2025, la Comisión Europea ha publicado la Comunicación «Una Brújula para la Competitividad de la Unión Europea (UE)», (COM/2025/30 «A Competitiveness Compass for the EU»), que define la estrategia europea para mejorar la competitividad de la Unión Europea (UE) y guiar el trabajo de la Comisión Europea durante los próximos 5 años. La Comunicación marca 3 ámbitos de actuación principales:

- Cerrar la brecha innovación.
- Crear una hoja de ruta para la descarbonización y la competitividad.
- Reducir la dependencia excesiva y aumentar la seguridad.

Con fecha 26 de febrero de 2025, la Comisión Europea ha publicado la Comunicación «Un Pacto Industrial Limpio» para apoyar la competitividad y la descarbonización de la Unión Europea (UE) (COM/2025/85 final, «The Clean Industrial Deal: A Joint Roadmap for Competitiveness and Decarbonisation»). Se trata de un Plan que define la política industrial de la Unión Europea (UE) con el fin de acelerar la descarbonización y garantizar el futuro de la industria manufacturera en Europa. La comunicación considera como puntos clave: la reducción de los costes de energía, el estímulo de la demanda de productos limpios, la financiación de la transición hacia una energía limpia, la circularidad de los materiales, una actuación a escala mundial y garantizar una mano de obra cualificada.

Con fecha 26 de febrero de 2025, la Comisión Europea ha publicado la Comunicación «Action Plan for Affordable Energy Unlocking the True Value of our Energy Union to Secure Affordable, Efficient and Clean Energy for all Europeans» (COM/2025/79 final) como elemento clave del llamado «Pacto Industrial Limpio» «Clean Industrial Deal», y con el objetivo de reducir los costes de la energía, que considera uno de los grandes desafíos de la competitividad de la industria europea. En relación con este objetivo, se recomienda abordar los siguientes temas: los costes de red, reducir la tasa impositiva de la electricidad, apoyar los contratos de largo plazo que desacoplan los precios de electricidad de los altos y volátiles precios del gas, acelerar los plazos para la concesión de permisos de redes y asegurar la competencia en el mercado del gas.

Con fecha 6 de mayo de 2025 la Comisión Europea ha publicado la Comunicación «Roadmap Towards Ending Russian Energy Imports» (COM/2025/440) con el objetivo de eliminar gradualmente las importaciones restantes de energía rusa a la Unión Europea (UE). La Hoja de Ruta se enmarca en la estrategia para impulsar la competitividad y la resiliencia de la Unión Europea (UE) y acelerar la transición hacia las energías limpias.

Asimismo, los Estados Miembro han elaborado Planes nacionales para finales de 2025 que definan su contribución a la eliminación gradual de las importaciones de gas, energía nuclear y petróleo rusos. Simultáneamente, se seguirá trabajando para acelerar la Transición Energética de la Unión Europea (UE) y diversificar el suministro de energía a fin de eliminar los riesgos para la seguridad del suministro y la estabilidad del mercado.

Finalmente, con fecha 2 de febrero de 2026, se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2026/261 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de enero de 2026, sobre la eliminación progresiva de las importaciones de gas natural ruso y la preparación de la eliminación progresiva de las importaciones de petróleo ruso, la mejora del seguimiento de las posibles dependencias energéticas y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2017/1938, por medio del cual se establecen prohibiciones de importación desde las seis semanas posteriores a su entrada en vigor, y con períodos transitorios para contratos existentes hasta 2027, según la tipología de contrato.

#### Redes

El 10 de diciembre de 2025, la Comisión Europea publicó la «Communication on European Grids Package COM(2025) 1005 final» dentro del «European Grids Package» con el objetivo de acelerar los plazos para la concesión de permisos de redes, almacenamiento y renovables. El «European Grids Package» se encuentra enmarcado en el «Action Plan for Affordable Energy».



Dentro del mismo paquete, el 10 de diciembre de 2025, también se publicó el «*Guidance on efficient grid connections C(2025) 8473 final*» con recomendaciones de la Comisión Europea para que se reduzcan los plazos de conexión a las redes y se acelere la electrificación.

#### Reforma del mercado de la electricidad

El 21 de mayo de 2024 el Consejo de la Unión Europea (UE) aprobó la reforma del diseño del mercado de electricidad de la Unión Europea (UE), cuyas disposiciones normativas han sido publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) con fecha 26 de junio de 2024, siendo éstas la Directiva (UE) 2024/1711, de 13 de junio, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre, y (UE) 2019/944, de 5 de junio, en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión Europea (UE) y el Reglamento (UE) 2024/1747, de 13 de junio, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942, de 5 de junio, y (UE) 2019/943, de 5 de junio, en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión Europea (UE). Los principales elementos de esta reforma son los siguientes:

- Fomento de renovables (y tecnologías limpias) para proteger a los clientes de la volatilidad de precios, impulsando los «*Power Purchase Agreement*» (PPAs), y usando los Contratos por Diferencia («*CfDs*») para los nuevos proyectos eólicos, solares, geotérmicos, hidroeléctricos y nucleares.
- Refuerzo de los mecanismos de flexibilidad, con objetivos indicativos y la posibilidad para los Estados Miembro de introducir sistemas de apoyo a favor de la gestión de la demanda o el almacenamiento.
- Mayor protección a los consumidores: Con aspectos tales como el requerimiento de estrategias de cobertura adecuada a las comercializadoras, la creación de la figura de suministradores de último recurso, la habilitación a los Estados Miembro, en caso de crisis, para hacer extensivos los precios regulados a hogares y las Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES), o el refuerzo de la protección frente a la desconexión a los vulnerables.
- Las metodologías de remuneración de las redes deben contemplar inversiones que anticipen necesidades de red.
- La eliminación de la calificación de los mecanismos de capacidad como mecanismos de último recurso, y el mandato a la Comisión Europea para estudiar cómo agilizar y simplificar su proceso de aprobación.

Por otro lado, el 14 de marzo de 2023 la Comisión Europea presentó una propuesta para modificar el Reglamento sobre Integridad y Transparencia del Mercado Mayorista de Energía (REMIT por sus siglas en inglés) y con fecha 17 de abril de 2024, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento (UE) 2024/1106 sobre Integridad y Transparencia del Mercado Mayorista de Energía (REMIT) que entró en vigor el 7 de mayo de 2024. Este Reglamento revisa los Reglamentos predecesores y establece requisitos adicionales de información sobre la actividad en los mercados mayoristas de energía. El Reglamento incrementa de forma sustancial los poderes encomendados a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) otorgándole poderes de sanción e investigación. Asimismo, intenta precisar conceptos como la definición de información privilegiada o participante del mercado. Por otra parte, introduce nuevas disposiciones tomadas del Reglamento de Abuso de Mercado duplicando en algunos casos las obligaciones de los participantes del mercado. Tras la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2024/1106, la Comisión Europea y la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) iniciaron un amplio proceso de desarrollo normativo secundario para concretar y operacionalizar las nuevas obligaciones introducidas por el Reglamento sobre Integridad y Transparencia del Mercado Mayorista de Energía (REMIT por sus siglas en inglés). Este proceso ha consistido en la preparación y consulta pública de 2 piezas regulatorias clave:

(i) el Reglamento de Ejecución sobre «*data reporting*», que define en detalle cómo deben reportarse las transacciones, órdenes, exposiciones y demás información requerida; y

(ii) el Reglamento Delegado relativo a la autorización y supervisión de «*Inside Information Platforms*» (IIPs) y «*Registered Reporting Mechanism*» (RRMs) que introduce criterios mucho más estrictos en materia de gobernanza, seguridad, disponibilidad del servicio y controles de calidad de datos.

#### Regulación financiera

En el mes de octubre de 2022, la Comisión Europea aprobó el Reglamento Delegado 2022/2310 de la Comisión, de 18 de octubre, incrementando a 4.000 millones de euros, el valor del umbral de compensación



para las posiciones mantenidas en contratos de derivados extrabursátiles sobre materias primas y otros contratos de derivados extrabursátiles. Este Reglamento está actualmente en proceso de revisión.

La modificación del Reglamento relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR por sus siglas en inglés) se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el pasado 4 de diciembre de 2024. El Reglamento fue aplicable desde el 24 de diciembre de 2024, a excepción de los artículos que modifican la obligación de compensación y el cálculo del umbral que no serán aplicables hasta la fecha de entrada en vigor de las normas técnicas de regulación que los desarrollen, que a la fecha no se han publicado.

Entre los cambios más importantes destaca la forma de cálculo de las posiciones de cara al umbral de compensación. Se establece que solo se incluirán en dicho cálculo aquellos derivados que no se hayan llevado a compensación en una Cámara de Contrapartida Central autorizada o reconocida conforme al derecho de la Unión Europea (UE). Asimismo, se mantiene la exención de reporting de las operaciones intragrupo. Por otra parte, se permite que las Cámaras de Contrapartida Central admitan como colaterales los avales bancarios y las garantías públicas de elevada liquidez, siempre que estén disponibles incondicionalmente a su requerimiento dentro del periodo de liquidación.

Igualmente, con fecha 7 de marzo de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 6/2023 de los Mercados de Valores y de los Servicios de Inversión. Esta Ley transpone al ordenamiento español la Directiva (UE) 2021/338 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de febrero, por la que se modifica la Directiva 2014/65/UE, de 15 de mayo, en lo relativo a los requisitos de información, la gobernanza de productos y la limitación de posiciones, y la Directiva 2013/36/UE, de 26 de junio, y la Directiva (UE) 2019/878, de 20 de mayo, en lo relativo a su aplicación a las empresas de servicios de inversión con el fin de contribuir a la recuperación de la crisis de la COVID-19 (denominada «MIFID quick fix»). Esta Directiva elimina el requisito de comunicar al regulador la intención de aplicar la exención de actividad auxiliar, para aquellas empresas cuya actividad a nivel de grupo sea auxiliar al negocio principal. Por otra parte, esta Directiva introduce un tercer criterio para considerar que la actividad es auxiliar, basado en que la exposición neta abierta sobre materias primas o derechos de emisión o derivados de estos que se liquiden financieramente fuera de un centro de negociación no supere el umbral de 3.000 millones de euros. Estas disposiciones se desarrollan en el Real Decreto 813/2023, de 8 de noviembre, sobre el régimen jurídico de las empresas de servicios de inversión y de las demás entidades que prestan servicios de inversión, que además especifica que el régimen de límites a las posiciones aplicaría, aunque se esté exento en base a la exención de actividad auxiliar.

Asimismo, esta Directiva modifica el régimen de límites a las posiciones, limitándolo a aquellos derivados que se consideren críticos o significativos. El Real Decreto 814/2023, de 8 de noviembre, sobre instrumentos financieros, admisión a negociación, registro de valores negociables e infraestructuras de mercado, desarrolla estas disposiciones.

Por otra parte, el 8 de marzo de 2024 se publicó, la Directiva «Markets in Financial Instruments Directive» (MIFID) y el Reglamento «Market in Financial Instruments Regulation» (MIFIR), relativas a los mercados de instrumentos financieros. A este respecto, hay que destacar que la Directiva prevé la elaboración de 2 informes de la Comisión Europea, a presentar antes del 31 de julio de 2024 y 2025, respectivamente, que evalúen la contribución a la liquidez y al correcto funcionamiento de los mercados de derivados de materias primas o derivados de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), de los criterios para determinar cuándo una actividad debe considerarse auxiliar de la actividad principal a nivel de grupo y de los regímenes de los límites a las posiciones y de control de la gestión de las posiciones. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, estos 2 informes todavía no se han publicado.

### Finanzas sostenibles

A raíz de la adopción por parte de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y del Acuerdo de París sobre Cambio Climático, la Comisión Europea publicó su Plan de Acción «Financiar el Crecimiento Sostenible», siendo uno de los objetivos fijados en dicho Plan reorientar los flujos de capital hacia inversiones sostenibles.

Dentro de este Plan de Acción se publicó en 2020 el Reglamento 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de junio de 2020, relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles (Reglamento de Taxonomía).



En este sentido, para que una actividad económica sea considerada medioambientalmente sostenible deberá contribuir sustancialmente a uno o varios de los 6 objetivos medioambientales que recoge el citado Reglamento, entre ellos, la mitigación del Cambio Climático y la adaptación al Cambio Climático, así como no causar ningún perjuicio significativo a alguno de los otros objetivos medioambientales.

Asimismo, los criterios técnicos que se deben cumplir para que se considere que una actividad económica contribuye de forma sustancial a la mitigación del Cambio Climático y a la adaptación al Cambio Climático se han definido a través del Reglamento Delegado 2021/2139 de la Comisión, de 4 de junio. Con carácter general quedan dentro de la Taxonomía las actividades de producción de electricidad con fuentes renovables y excluida la generación con combustibles fósiles.

Con fecha 10 de diciembre de 2021 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento Delegado 2021/2178 de la Comisión, de 6 de julio, que detalla la información y los cálculos a realizar para cumplir con las obligaciones contenidas en el Reglamento de Taxonomía. Este Reglamento ha sufrido modificaciones en 2022 y 2023 para adaptarlo a las nuevas actividades que se han ido incluyendo en la Taxonomía.

En el mes de marzo de 2022 se aprobó por la Comisión Europea el Acto Delegado complementario a la Taxonomía climática sobre la mitigación del Cambio Climático y la adaptación al mismo en el que se contemplan una serie de actividades relacionadas con el gas y la energía nuclear.

El pasado 21 de noviembre de 2023, se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE), el Reglamento Delegado 2023/2486 que aprueba un nuevo conjunto de criterios de Taxonomía de la Unión Europea (UE) para aquellas actividades económicas que contribuyen sustancialmente a uno o varios de los objetivos medioambientales no climáticos: uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos, transición hacia una Economía Circular, prevención y control de la contaminación, protección y recuperación de la Biodiversidad y de los Ecosistemas. Este Reglamento es aplicable desde el 1 de enero de 2024.

Como parte de los paquetes Omnibus que buscan reducir la carga administrativa de las empresas, el 4 de julio de 2025 la Comisión Europea adoptó un Reglamento Delegado que modifica los Reglamentos Delegados sobre divulgación de la Taxonomía, Clima y Medio Ambiente antes citados (Reglamentos Delegados 2021/2178, 2021/2139 y 2023/2486 respectivamente).

Las principales medidas de simplificación incluyen la exención de las empresas, tanto financieras como no financieras, de evaluar la alineación con la Taxonomía de las actividades no materialmente significativas para su negocio, lo que se establece en menos del 10 % de los ingresos totales, gastos de capital (CapEx) o gastos operativos (OpEx). Además, las empresas no financieras, en relación con las actividades consideradas materialmente significativas, están exentas de evaluar la alineación con la Taxonomía de sus gastos operativos cuando estos se consideren no materiales para su Modelo de Negocio. Esta modificación se debe a que se considera que la información sobre la facturación o el gasto de capital tienen mayor relevancia para evaluar la Sostenibilidad de sus actividades. Asimismo, las plantillas de reporting se han simplificado, reduciendo, para las empresas no financieras, el número de datos que deben reportarse en un 64 %.

El Reglamento prevé que las medidas de simplificación se apliquen a partir del 1 de enero de 2026 y cubran el ejercicio financiero de 2025. No obstante, se ofrece a las empresas la opción de aplicar las medidas a partir del ejercicio financiero de 2026 si lo consideran más conveniente.

#### Ayudas de Estado

El 23 de marzo de 2022 la Comisión Europea emitió una comunicación sobre el Marco Temporal relativo a las medidas de ayuda estatal destinadas a respaldar la economía tras la agresión contra Ucrania por parte de Rusia. En dicho Marco Temporal, la Comisión Europea especificó los criterios que guiarán la evaluación de la compatibilidad con el mercado interior de las medidas de ayuda estatal que los Estados miembro pueden adoptar para paliar los efectos económicos derivados de la guerra y las sanciones subsiguientes adoptadas por la Unión Europea (UE) y los socios internacionales, así como de las contramedidas adoptadas por Rusia.

Asimismo, la Comisión Europea adoptó varias modificaciones a lo largo del año 2022 del «Marco Temporal de Crisis de las Ayudas Estatales», mediante la cual se permite a los Estados Miembros continuar haciendo uso de la flexibilidad prevista en las normas sobre ayudas estatales para dar apoyo a la economía en el contexto de la guerra de Rusia contra Ucrania y en consonancia con los objetivos del Plan «REPowerEU».



hasta el 31 de diciembre de 2023. La Comisión Europea extendió el Marco anterior hasta junio de 2024, incrementando la cantidad de ayudas que pueden recibir las empresas.

Con fecha 25 de junio de 2025, la Comisión Europea ha aprobado un nuevo marco de ayudas estatales conocido como CISAF («*Clean Industrial Deal State Aid Framework Communication C (2025) 7600 Final*»), en apoyo del Pacto por una Industria Limpia. Este Marco permite a los Estados Miembro conceder ayudas para promover las energías limpias, la descarbonización industrial y las tecnologías limpias, respetando las normas de la Unión Europea (UE).

El CISAF («*Clean Industrial Deal State Aid Framework Communication C (2025) 7600 Final*») facilita la aprobación rápida de ayudas individuales y estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2030, sustituyendo al anterior Marco Temporal de Crisis y Transición.

El marco simplifica las normas sobre ayudas estatales en 5 áreas clave:

1. Energías renovables y combustibles bajos en carbono.
2. Reducción temporal de precios de electricidad para grandes consumidores.
3. Descarbonización de instalaciones industriales existentes.
4. Impulso a la fabricación de tecnologías limpias en la Unión Europea (UE).
5. Reducción del riesgo en inversiones verdes y Economía Circular.

Dentro del «*European Grids Package*», el 10 de diciembre de 2025, también se publicó el «*Guidance on two-way contracts for difference (2w-CfDs)*», con recomendaciones de la Comisión Europea a los Estados Miembro sobre el diseño de los contratos por diferencias para generación renovable y nuclear.

#### Mercado mayorista

El Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, estableció la obligación de que el período de liquidación de los desvíos pasase a ser de 15 minutos y que los mercados diario e intradiario permitiesen negociar con este mismo intervalo de tiempo. En España, la fecha de implementación del período de liquidación de desvíos de 15 minutos fue el 1 de diciembre de 2024, y el cambio a negociación en intervalos de 15 minutos en los mercados intradiario y diario se produjo el 19 de marzo de 2025 y el 1 de octubre de 2025, respectivamente.

#### 7. Cambios en el perímetro de consolidación

##### Transacciones con Participaciones no Dominantes

Con fecha 1 de octubre de 2025 Endesa, a través de su sociedad íntegramente participada Enel Green Power España, S.L.U., ha formalizado la venta a Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company PJSC) de una participación minoritaria del 49,99 % del capital social de la compañía EGPE Solar 2, S.L., titular de 4 plantas fotovoltaicas en funcionamiento en España, con una capacidad total instalada de aproximadamente 446 MW por importe total neto de costes de la operación de 181 millones de euros, los cuales están totalmente cobrados a 31 de diciembre de 2025 (véase Nota 47.3).

La transacción permite a Endesa mantener el control y, por tanto, la consolidación íntegra de EGPE Solar 2, S.L., y se ha registrado como una operación de Participaciones no Dominantes, con un impacto total de 181 millones de euros en el Patrimonio Neto de la Compañía de los cuales 179 millones de euros y 2 millones de euros corresponden a los epígrafes «*Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes*» y «*Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante*», respectivamente, y sin impacto en el Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 36.2).

A efectos de analizar si Enel Green Power España, S.L.U. ejerce el control sobre la sociedad EGPE Solar 2, S.L., se han evaluado los 3 elementos establecidos por la NIIF 10 para determinar la existencia de control: el poder sobre la participada, la exposición o derecho a rendimientos variables derivados de la implicación en la misma y la capacidad para utilizar dicho poder con el fin de influir en sus rendimientos.



Para ello, se han revisado las principales condiciones del «Shareholders Agreement» (Acuerdo de Socios) suscrito entre Enel Green Power España, S.L.U. y Masdar España Holding 1 RSC Limited. Aunque ciertas decisiones del Consejo de Administración y de la Junta de Socios requieren una mayoría reforzada, se concluye que Enel Green Power España, S.L.U. controla la Sociedad porque:

- Posee más de la mitad de los derechos de voto.
- Dirige las actividades relevantes de la sociedad en el día a día.
- Está expuesta a los rendimientos variables de la participada.
- Tiene la capacidad de influir en dichos rendimientos a través del ejercicio de su poder de gestión.

En consecuencia, los derechos otorgados al socio minoritario sobre las Materias Reservadas del Consejo de Administración y de la Junta de Socios se consideran derechos de naturaleza protectora, ya que se refieren a circunstancias extraordinarias que podrían implicar cambios sustanciales en la Sociedad y, por tanto, elevar su nivel de riesgo.

Por estos motivos, el socio minoritario no ejerce control sobre la Sociedad ni puede limitar el poder de gestión de Enel Green Power España, S.L.U.

## 7.1. Sociedades Dependientes

### Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se ha producido la incorporación de las siguientes Sociedades Dependientes al perímetro de consolidación:

Sociedades	Transacción	Fecha	Actividad	Incorporaciones de Sociedades						
				Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		
				Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico	
E-Generación Hidráulica, S.L.U. <sup>(1)</sup>	Adquisición	25 de febrero de 2025	Hidráulica	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto Res 01, S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	12 de marzo de 2025	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Proyecto Res 02, S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	12 de marzo de 2025	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Proyecto Res 03, S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	12 de marzo de 2025	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Proyecto Res 04, S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	12 de marzo de 2025	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Proyecto Res 05, S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	12 de marzo de 2025	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Proyecto Res 06, S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	12 de marzo de 2025	Fotovoltaica	100,00	100,00	-	-	-	-	-
Compañía Eólica Terres Altas, S.A.U. <sup>(3)</sup>	Adquisición	31 de julio de 2025	Eólica	100,00	100,00	37,50	37,50	37,50	37,50	-
Res Alfarín Solar S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
FV Andrea Solar S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
FV Campos Solar S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
FV La Cerca S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
FV Menauté S.L.U. <sup>(2)</sup>	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
FV Santa María S.L.U. <sup>(4)</sup>	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica	-	-	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 1, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 2, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 3, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 4, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 5, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 6, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 7, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 8, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 9, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-
Lora de Logística 10, S.L.U. <sup>(5)</sup>	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	-	-	-

(1) Con fecha 28 de febrero de 2025 Endesa Generación, S.A.U. adquirió el 100 % del capital social de Corporación Asóna Hidráulica, S.L.U. a Corporación Asóna Energías Renovables, S.A. En esa misma fecha la sociedad cambió su denominación a E-Generación Hidráulica, S.L.U. (véase Nota 8). Con fecha 1 de julio de 2025 ha quedado inscrita la fusión por absorción de E-Generación Hidráulica, S.L.U. por parte de Endesa Generación, S.A.U.  
 (2) Sociedades constituidas por Enel Green Power España, S.L.U.  
 (3) Con fecha 31 de julio de 2025 Enel Green Power España, S.L.U. ha adquirido el 60,50 % del capital social de Compañía Eólica Terres Altas, S.A.U. («ETEA»), sobre la que previamente mantenía una participación del 37,5 % (véase Nota 8).  
 (4) Con fecha 29 de julio de 2025 se ha procedido a la venta de la participación que Enel Green Power España, S.L.U. tenía en FV Santa María, S.L.U. (100 %).  
 (5) Sociedades constituidas por Endesa Energía, S.A.U.

A 31 de diciembre de 2025 el importe de los desembolsos pendientes de pago correspondientes a sociedades adquiridas así como las estipulaciones pendientes de cumplimiento asciende a 4 millones de euros (10 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 8).



**Variaciones**

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se han producido las siguientes variaciones en los porcentajes de control y económico de las Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

Sociedades	Transacción	Actividad	Variaciones en Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
			Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Aranort Desarrollos, S.L.U. (1)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Baleares Energy, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Baylo Solar, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Cefesa de los Guadalupe Solar, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Emergent Cycle, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Enef Green Power España Solar 1, S.L. (2)	Venta	Fotovoltaica	50,01	50,01	50,01	50,01	100,00	100,00
EGPE Solar 2, S.L. (2)	Venta	Fotovoltaica	50,01	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Energía Base Natural, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Energía Neta Sa Ceasita Lucmajeor, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Energía y Naturaleza, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Fotovoltaica Yundillos, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
FRV Corchitos I, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Funstara Solar 1, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Olhum PV Farm 01, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Renovables Medavilla, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Stonecod Desarrollos, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Tico Solar 1, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Tico Solar 2, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00
Tomepaina Energy 1, S.L.U. (2)	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	50,01	100,00	100,00

- (1) Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enef Green Power España, S.L.U. formalizó la venta de una participación minoritaria del 49,99 % de Enef Green Power España Solar 1, S.L. a Masdar España Renovables 1, S.L.  
 (2) Con fecha 1 de octubre de 2025 Enef Green Power España, S.L.U. ha formalizado la venta de una participación minoritaria del 49,99 % de EGPE Solar 2, S.L. a Masdar España Renovables 1, S.L.

**Exclusiones**

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se han producido las exclusiones de las siguientes Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

Sociedad	Transacción	Actividad	Exclusiones de Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
			Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
FV Santa María, S.L.U. (1)	Venta	Fotovoltaica	-	-	100,00	100,00	-	-
Endesa Generación II, S.A.U. (1)	Disolución	Generación	-	-	-	-	100,00	100,00
Endesa Generación Nuclear, S.A.U. (1)	Disolución	Nuclear	-	-	-	-	100,00	100,00
Transportes y Distribuciones Eléctricas, S.A. (En liquidación) (1)	Disolución	Transmisión	-	-	-	-	73,33	73,33

- (1) Las magnitudes de estas sociedades y transacciones no eran significativas.

**Fusiones**

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se han realizado las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

Sociedad Absorbente	Fecha de Fusión	Sociedades Absorbidas	Fusiones de Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2025 (%) (Sociedad Absorbida)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%) (Sociedad Absorbida)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%) (Sociedad Absorbida)	
			Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Endesa Generación, S.A.U.	1 de julio de 2025	E-Generación Hidráulica, S.L.U.	-	-	-	-	-	-
Enef Green Power España, S.L.U.	21 de octubre de 2025	Energía Eólica Galema, S.L.U.	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Enef Green Power España, S.L.U.	21 de octubre de 2025	Energía Eólica Gregat, S.L.U.	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Enef Green Power España, S.L.U.	21 de octubre de 2025	Shark Power, S.L.U.	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Endesa Generación II, S.A.U.	1 de julio de 2024	Guadamarque Solar 4, S.L.U.	-	-	-	-	100,00	100,00
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.	1 de julio de 2024	Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	-	-	-	-	96,42	96,42
Endesa Energía, S.A.U.	1 de octubre de 2024	Endesa X Servicios, S.L.U.	-	-	-	-	100,00	100,00
Endesa Energía, S.A.U.	1 de octubre de 2024	Endesa Energía Renovable, S.L.U.	-	-	-	-	100,00	100,00

- (1) Con fecha 25 de abril de 2024 se aprobó el proyecto común de fusión inversa referido a la fusión por absorción en virtud del cual Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. único accionista de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A., se integra en ésta última mediante la transmisión en bloque de su patrimonio, produciéndose su extinción sin liquidación. Con efectos día 1 de julio de 2024 quedó inscrita dicha fusión inversa.



## 7.2. Sociedades Asociadas

### Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se ha producido la incorporación de ninguna Sociedad Asociada al perímetro de consolidación.

### Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se han producido las siguientes variaciones en los porcentajes de control y económico de las Sociedades Asociadas del perímetro de consolidación:

Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Variaciones en Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
				Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Brazaleteras 220 Renovables, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	33,96	16,98	33,96	16,98	33,96	33,96
Energías Limpias de Carmona, S.L. <sup>(1)</sup>		Adquisición	Fotovoltaica	23,08	23,08	23,08	23,08	18,75	18,75
Evolución Carmona 406-220 KV Renovables, S.L. <sup>(2)</sup>		Adquisición	Fotovoltaica	10,36	10,36	10,36	10,36	9,39	9,39
Infraestructuras San Serván GET 400, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	19,23	9,62	19,23	9,62	19,23	19,23
Infraestructuras San Serván 220, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	30,80	15,40	30,80	15,40	30,80	30,80
Instalaciones San Serván II 400, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	23,81	11,90	23,81	11,90	23,81	23,81
Lucas Sostenible, S.L. <sup>(1)</sup>	27.1	Venta	Fotovoltaica	35,29	17,65	35,29	17,65	35,29	35,29
Promotores Mújiga 400KV, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	37,19	34,35	37,19	34,35	37,19	37,19
Renovables Brivates 400KV, S.L. <sup>(1)(3)</sup>		Venta	Fotovoltaica	64,15	32,08	64,15	48,06	64,15	64,15
Renovables Brivates Segura de León 400 KV, S.L. <sup>(1)(3)</sup>		Venta	Fotovoltaica	64,05	32,03	64,05	47,54	64,05	64,05
Renovables Manzanares 400 KV, S.L. <sup>(1)(3)</sup>		Venta	Fotovoltaica	43,98	21,99	43,98	35,92	43,98	43,98
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	16,00	8,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Tresajo Renovables, S.L. <sup>(1)</sup>		Venta	Fotovoltaica	35,50	17,75	35,50	17,75	35,50	35,50

(1) Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enel Green Power España, S.L.U. formalizó la venta de una participación minoritaria del 49,99 % de Enel Green Power España Solar 1, S.L. a Masdar España Renovables 1, S.L.

(2) Las magnitudes de estas sociedades y transacciones no son significativas.

(3) Con fecha 1 de octubre de 2025 Enel Green Power España, S.L.U. ha formalizado la venta de una participación minoritaria del 49,99 % de EGPE Solar 2, S.L. a Masdar España Renovables 1, S.L.

### Exclusiones

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 se ha producido la adquisición del 62,5 % del capital social de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»), sobre la que previamente se ostentaba una participación del 37,5 %. Como consecuencia de ello, la sociedad ha dejado de clasificarse como Sociedad Asociada y ha pasado a integrarse en el perímetro de consolidación como Sociedad Dependiente (véase Nota 7.1):

Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Exclusión de Sociedades			
				Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)	
				Control	Económico	Control	Económico
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. <sup>(1)</sup>	8 y 27.1	Adquisición	Eólica	100,00	100,00	37,50	37,50

(1) Con fecha 31 de julio de 2025 Enel Green Power España, S.L.U., ha adquirido el 62,5 % del capital social de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»). El resultado neto generado en la fecha de la toma de control ha ascendido a 19 millones de euros.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 no se produjo la exclusión de ninguna Sociedad Asociada del perímetro de consolidación.

## 7.3. Acuerdos Conjuntos

### 7.3.1. Operaciones Conjuntas

#### Incorporaciones y exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se ha producido la incorporación ni exclusión de ninguna Entidad de Operación Conjunta del perímetro de consolidación.



### Variaciones

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 no se han producido variaciones en los porcentajes de control y económico de las entidades de Operación Conjunta del perímetro de consolidación.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 se produjo la siguiente variación en los porcentajes de control y económico de las entidades de Operación Conjunta del perímetro de consolidación:

Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Variaciones en Entidades			
				Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
				Control	Económico	Control	Económico
Mingarda Renovables 400kV, A.I.E. <sup>(1)</sup>	27.2	Venta	Fotovoltaica	36,16	31,38	36,16	36,16

(1) Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enel Green Power España, S.L.U. formalizó la venta de una participación minoritaria del 49,99 % de la sociedad Enel Green Power España Solar 1, S.L. a Masdar España Renovables 1, S.L.

### 7.3.2. Negocios Conjuntos

#### Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se ha producido la incorporación de los siguientes Negocios Conjuntos al perímetro de consolidación:

Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Incorporación de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
				Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Rosi Energy Bems, S.L. <sup>(1)</sup>		Adquisición	Servicios	20,00	20,00	-	-	-	-
Ice Fotovoltaicos Villameca, S.L. <sup>(2)</sup>	27.1	Constitución	Fotovoltaica	-	-	50,00	50,00	-	-

(1) Las magnitudes de esta sociedad y transacción no son significativas.

(2) Sociedad constituida por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe inferior a 1 millón de euros.

#### Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se han producido variaciones en los porcentajes de participación de control y económico de ningún Negocio Conjunto del perímetro de consolidación.

#### Exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024 se ha producido la exclusión de los siguientes Negocios Conjuntos del perímetro de consolidación:

Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Exclusión de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2025 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)	
				Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Energie Electrique de Tahaddart, S.A. <sup>(1)</sup>		Venta	Generación	-	-	32,00	32,00	-	-
Grinco Gestión Circular, S.L. <sup>(2)</sup>		Venta	Servicios	-	-	-	-	35,00	35,00
Ice Fotovoltaicos Villameca, S.L. <sup>(2)</sup>	27.1	Disolución	Fotovoltaica	-	-	50,00	50,00	-	-
Infraestructura de Evacuación Hefator 220 kV, S.L. <sup>(2)</sup>		Venta	Fotovoltaica	-	-	41,14	41,14	41,14	41,14
Novolito Recuperación de Baterías, S.L. <sup>(2)</sup>		Venta	Servicios	-	-	45,00	45,00	-	-

(1) Con fecha 29 de abril de 2025 se formalizó la venta de la participación en esta sociedad por un importe total de 11 millones de euros. El resultado bruto generado es inferior a 1 millón de euros, negativo.

(2) Las magnitudes de estas sociedades y transacciones no son significativas.



## 8. Combinación de negocios

### Adquisición de Corporación Acciona Hidráulica S.L.

Con fecha 26 de febrero de 2025, Endesa Generación, S.A.U. ha adquirido el 100 % del capital social de la sociedad Corporación Acciona Hidráulica, S.L.U. a Corporación Acciona Energías Renovables, y, en esa misma fecha la Sociedad cambió su denominación a E-Generación Hidráulica, S.L.U.

Posteriormente, con fecha 1 de julio de 2025 ha quedado inscrita la fusión por absorción de E-Generación Hidráulica, S.L.U. por parte de Endesa Generación, S.A.U.

Dicha Sociedad era propietaria de una cartera de 34 centrales hidráulicas localizadas en el noreste de España con una capacidad total instalada de 626 MW, la mayoría de los cuales son modulables y generaron aproximadamente 2 TWh en 2024.

Con el cierre de la transacción, Endesa ha alcanzado una capacidad hidráulica instalada neta de más de 5,3 GW en España, con una potencia total de fuentes renovables en España y Portugal de 10,9 GW. Esta transacción es estratégicamente significativa, ya que está alineada con el compromiso de Endesa de ampliar la cartera de energías renovables, así como con el esfuerzo de la empresa con la Sostenibilidad y la Transición Energética. Al integrar estos activos hidroeléctricos, se diversifican las fuentes de generación eléctrica y se fortalece el negocio verticalmente integrado del conjunto de la Compañía.

Endesa ha registrado esta transacción mediante la aplicación del método de adquisición por considerar que la operación contiene sustancia económica y constituye un negocio conforme a la definición aportada por la NIIF 3 «Combinaciones de Negocio».

El precio total correspondiente a la adquisición del 100 % de E-Generación Hidráulica, S.L.U. ha ascendido a un importe de 961 millones de euros encontrándose pendientes de desembolso 2 millones de euros supeditados al cumplimiento de determinadas estipulaciones contractuales.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición del 100 % de dicha Sociedad es el siguiente:

Millones de Euros	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	(10)
Importe Neto Pagado en Efectivo <sup>(1)</sup>	959
<b>TOTAL<sup>(2)</sup></b>	<b>949</b>

(1) Incluye los costes de la adquisición registrados en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado por importe inferior a 1 millón de euros.

(2) Véase Nota 47.2.

Con el objeto de integrar E-Generación Hidráulica, S.L.U. (actualmente fusionada en Endesa Generación, S.A.U.), en los Estados Financieros Consolidados de Endesa, el precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de dicha Sociedad en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros		Valor Razonable
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Inmovilizado Material		972
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		27
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		17
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		10
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>999</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Provisiones no Corrientes		2
Pasivos por Impuesto Diferido		125
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		36
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar		36
<b>TOTAL PASIVO</b>		<b>163</b>
<b>Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (a)</b>		<b>836</b>
<b>Precio Total de la Adquisición (b)</b>		<b>961</b>
<b>Fondo de Comercio (b) - (a)</b>		<b>125</b>



El valor razonable de los activos no financieros adquiridos se ha determinado en base a su mejor y mayor uso, el cual no difiere de su uso actual. La medición del valor razonable de los activos de generación hidráulica de E-Generación Hidráulica, S.L.U. ha sido realizada en base al «Enfoque de Ingresos» en concreto se ha considerado el «Descuento de Flujos de Caja» que se fundamenta en los flujos de caja que espera obtener la empresa del activo ya que es el método más adecuado para valorar los activos de generación hidráulica dada la naturaleza de éstos. El valor razonable se ha determinado mediante técnicas de actualización al valor presente de los flujos de caja futuros libres previstos, determinando un valor de negocio para cada activo adquirido.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos de generación hidráulica de E-Generación Hidráulica, S.L.U. determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3.2o.

La diferencia entre el coste de la Combinación de Negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados indicados anteriormente ha supuesto el reconocimiento de un fondo de comercio definitivo por importe de 125 millones de euros.

Este fondo de comercio se recuperará por las sinergias que se han obtenido en la propia Combinación de Negocios y se basan en aspectos tales como, la optimización de la posición de Endesa en el mercado diario e intradiario debido a la integración de la oferta de los activos de generación hidráulica adquiridos al resto del portfolio de generación de Endesa y la mayor cobertura de la actividad de comercialización de la Compañía con la consecuente reducción del riesgo asociado a una disminución de la posición corta.

La aportación de E-Generación Hidráulica, S.L.U. (actualmente fusionada en Endesa Generación, S.A.U.) a los Ingresos y al Resultado Después de Impuestos de Endesa es como sigue:

Miliones de Euros	26 de febrero de 2025 – 31 de diciembre de 2025 <sup>(1)</sup>	Enero- diciembre 2025 <sup>(2)</sup>
Ingresos	55	78
Resultado Después de Impuestos	(5)	(3)

(1) Desde la fecha de adquisición.

(2) Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2025.

#### Adquisición de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»)

Con fecha 31 de julio de 2025 Enel Green Power España, S.L.U., ha adquirido el 62,5 % del capital social de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») sobre la que previamente mantenía una participación del 37,5 %.

Como resultado de dicha transacción Endesa tomó el control de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha reforzando con ello su actividad en el negocio de generación renovable.

El precio correspondiente a la adquisición del 62,5 % de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») ha ascendido a un importe de 45 millones de euros encontrándose pendientes de desembolso 2 millones de euros supeditados al cumplimiento de determinadas estipulaciones contractuales.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición del 62,5 % de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») es el siguiente:

Miliones de Euros	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquisida	(14)
Importe Neto Pagado en Efectivo	43
<b>TOTAL<sup>(1)</sup></b>	<b>29</b>

(1) Véase Nota 47.2



El precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de dicha Sociedad en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros	
	Valor Razonable
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>55</b>
Inmovilizado Material	12
Activo Intangible	42
Activos por Impuesto Diferido	1
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>15</b>
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>70</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>16</b>
Provisiones no Corrientes	2
Deuda Financiera no Corriente	2
Pasivos por Impuesto Diferido	12
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>2</b>
Deuda Financiera Corriente	1
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	1
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>18</b>
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (a)	52
Precio Total de la Adquisición (b)	45
Valor Razonable de la Participación Previa (c)	27
Fondo de Comercio (b) - (a) + (c)	20

El valor razonable de los activos no financieros adquiridos se ha determinado en base a su mejor y mayor uso, el cual no difiere de su uso actual. La medición del valor razonable de los activos de generación renovable de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») ha sido realizada en base al «Enfoque de Ingresos» en concreto se ha considerado el «Descuento de Flujos de Caja» que se fundamenta en los flujos de caja que espera obtener la empresa del activo ya que es el método más adecuado para valorar los activos de generación eólica dada la naturaleza de éstos. El valor razonable se ha determinado mediante técnicas de actualización al valor presente de los flujos de caja futuros libres previstos, determinando un valor de negocio para cada activo adquirido.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos de generación eólica de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3.2o.

La diferencia entre el coste de la Combinación de Negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados indicados anteriormente, teniendo en consideración asimismo el valor razonable de la inversión previamente mantenida en el 37,5 % del capital social de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») por importe de 27 millones de euros ha supuesto el reconocimiento de un fondo de comercio definitivo por importe de 20 millones de euros.

Este fondo de comercio se recuperará por las sinergias que se han obtenido en la propia Combinación de Negocios y se basan en aspectos, tales como, la optimización de la posición de Endesa en el mercado diario e intradiario debido a la integración de la oferta de los activos generación eólica adquiridos al resto del portfolio de generación de Endesa.

La aportación de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») a los Ingresos y al Resultado Neto del ejercicio 2025 es como sigue:

Millones de Euros	
	2025
Ingresos <sup>(1)</sup>	6
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) <sup>(1)</sup>	2
Resultado de Explotación (EBIT) <sup>(2)</sup>	0
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	20
Resultado Neto de la Participación Previa del 37,5 % <sup>(3)</sup>	1
Resultado Neto de la Valoración a Valor Razonable <sup>(3)</sup>	19
<b>Resultado Neto</b>	<b>20</b>

(1) Corresponde a la participación del 100 % desde el 31 de julio de 2025, fecha de la toma de control, hasta el 31 de diciembre de 2025.

(2) Corresponde a la participación previa del 37,5 % hasta el 31 de julio de 2025, fecha de la toma de control.

(3) Corresponde al resultado neto, en la fecha de la toma de control, como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 37,5 % de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»).



## 9. Información por segmentos

### 9.1. Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad, la organización de Endesa se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados. Por tanto, la información financiera diferenciada por Segmentos se basa en el enfoque empleado por el Comité Ejecutivo de Dirección de la Sociedad para supervisar los resultados e incluye:

- Generación, junto con la Comercialización;
- Distribución;
- Estructura, que recoge, fundamentalmente, los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o « *Holding* » y de las sociedades cuya actividad es la de financiación y prestación de servicios; y
- Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los Segmentos.

Las operaciones entre Segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones.

Durante los ejercicios 2025 y 2024, Endesa no ha tenido, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10 % o más de sus ingresos.

### 9.2. Información por segmentos



9.2.1. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miliones de Euros

	2025					
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL	
<b>INGRESOS</b>	<b>18.172</b>	<b>2.808</b>	<b>425</b>	<b>(579)</b>	<b>21.424</b>	
Ingresos con Terceros	18.753	2.664	7	-	21.424	
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	19	142	418	(579)	-	
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	<b>(13.981)</b>	<b>(164)</b>	<b>-</b>	<b>136</b>	<b>(13.609)</b>	
<b>INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS</b>	<b>92</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>92</b>	
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>5.283</b>	<b>2.642</b>	<b>425</b>	<b>(443)</b>	<b>7.907</b>	
<b>COSTES FUJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS</b>	<b>(1.628)</b>	<b>(864)</b>	<b>(402)</b>	<b>443</b>	<b>(2.151)</b>	
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>3.655</b>	<b>2.078</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>5.756</b>	
<b>Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros</b>	<b>(1.399)</b>	<b>(818)</b>	<b>(39)</b>	<b>-</b>	<b>(2.256)</b>	
Amortizaciones	(1.251)	(770)	(39)	-	(2.060)	
Deducción Deterioro de Activos no Financieros	(138)	(48)	-	-	(228)	
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	33	-	-	-	33	
<b>Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros</b>	<b>(170)</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(169)</b>	
Deducción Deterioro de Activos Financieros	(376)	(26)	-	-	(402)	
Reversión Deterioro de Activos Financieros	198	35	-	-	233	
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>2.078</b>	<b>1.209</b>	<b>(16)</b>	<b>-</b>	<b>3.331</b>	
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	32	3	-	-	35	
<b>INVERSIONES INMOVILIZADO MATERIAL, INVERSIONES INMOBILIARIAS Y ACTIVO INTANGIBLE<sup>(1)(2)</sup></b>	<b>1.137</b>	<b>1.917</b>	<b>23</b>	<b>-</b>	<b>2.177</b>	

(1) Incluye alzas de Derechos de Uso por importe de 170 millones de euros en Generación y Comercialización, 3 millones de euros en Distribución y 4 millones de euros en Estructura y Servicios (véase Nota 22).

(2) No incluye la adquisición de E-Generación Híbrida S.L.U. y Compañía Edicia Tierras Altas, S.A.U. (¡¡CETASA¡¡), que se incorporan como parte de la Combinación de Negocios (véase Nota 8).



Miliones de Euros

	2024					
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL	
<b>INGRESOS</b>						
Ingresos con Terceros	18.866	2.602	389	(560)	21.307	
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	18.842	2.457	8	-	21.307	
	24	545	391	(500)	-	
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	(13.055)	(146)	9	138	(13.054)	
<b>INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS</b>	(908)	-	-	-	(908)	
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	4.903	2.456	408	(422)	7.345	
<b>COSTES FUJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS</b>	(1.602)	(452)	(420)	422	(2.052)	
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	3.301	2.004	(12)	-	5.293	
<b>Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros</b>	(1.255)	(720)	(40)	-	(2.015)	
Asesorizaciones	(1.125)	(737)	(40)	-	(1.902)	
Deducción Deterioro de Activos no Financieros	(130)	-	-	-	(130)	
Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	4	17	-	-	21	
<b>División por Deterioro de Activos Financieros</b>	(187)	(7)	-	-	(204)	
División Deterioro de Activos Financieros	(355)	(44)	-	-	(400)	
Reversión Deterioro de Activos Financieros	158	37	-	-	195	
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	1.846	1.277	(52)	-	3.071	
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	10	1	-	-	11	
<b>INVERSIONES INMOVILIZADO MATERIAL, INVERSIONES INMOBILIARIAS Y ACTIVO INTANGIBLE<sup>(1)</sup></b>	1.119	914	24	-	2.057	

(1) Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 55 millones de euros (37 millones de euros en Generación y Comercialización, 12 millones de euros en Distribución y 6 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 22).



9.2.2. Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025					
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Eliminaciones de Consolidación	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL
Immobilizado Material <sup>(1)</sup>	10.766	12.941	125	-	-	23.832
Activo Intangible	1.203	199	22	-	-	1.424
Fondo de Comercio	506	97	4	-	-	607
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	264	13	3	-	-	280
Activos no Corrientes de Contrato con Clientes	-	-	-	-	-	-
Activos por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	3.253	1.113	311	(552)	-	4.125
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	-	3	-	-	-	3
Otros <sup>(2)</sup>	1.948	591	10	-	-	2.649
<b>ACTIVOS SEGMENTOS</b>	<b>17.940</b>	<b>15.957</b>	<b>475</b>	<b>(552)</b>	<b>-</b>	<b>32.920</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>						<b>37.482</b>
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	28	4.422	-	-	-	4.450
Provisiones no Corrientes	2.121	320	232	-	-	2,673
Provisiones por Prestaciones al Personal	100	105	19	-	-	232
Otras Provisiones no Corrientes	2.013	215	213	-	-	2,441
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	24	409	-	-	-	433
Provisiones Corrientes	1.036	23	23	-	-	1,082
Provisiones por Prestaciones al Personal	-	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	1.036	23	23	-	-	1,082
Proveedores y otros Acreedores	2.919	1.785	780	(542)	-	4,932
Otros <sup>(2)</sup>	142	578	8	-	-	828
<b>PASIVOS SEGMENTOS</b>	<b>6.270</b>	<b>7.727</b>	<b>1.043</b>	<b>(542)</b>	<b>-</b>	<b>14.488</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>						<b>37.482</b>

(1) Incluye Derechos de Uso por importe de 717 millones de euros (540 millones de euros en Generación y Comercialización, 24 millones de euros en Distribución y 53 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 22).  
(2) Incluye Inversiones Inmobiliarias por importe de 4 millones de euros (2 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 23). Existencias por importe de 2,050 millones de euros (1,879 millones de euros en Generación y Comercialización y 171 millones de euros en Distribución) (véase Nota 32), y Otros Activos no Corrientes por importe de 595 millones de euros (70 millones de euros en Generación y Comercialización, 518 millones de euros en Distribución y 7 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 30).  
(3) Incluye Subvenciones por importe de 200 millones de euros (64 millones de euros en Generación y Comercialización y 136 millones de euros en Distribución) (véase Nota 37) y Otros Pasivos no Corrientes por importe de 568 millones de euros (78 millones de euros en Generación y Comercialización, 462 millones de euros en Distribución y 8 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 39).



Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	TOTAL
Inmovilizado Material <sup>(1)</sup>	10.069	12.731	140	-	22.940
Activo Intangible	1.298	208	30	-	1.536
Fondo de Comercio	361	97	4	-	462
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	272	12	3	-	287
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	-	-	-	-	-
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	3.470	853	429	(568)	4.194
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	-	-	-	-	-
Otros <sup>(2)</sup>	1.726	683	13	-	2.422
<b>ACTIVOS SEGUROS</b>	17.195	14.406	629	(568)	31.762
<b>TOTAL ACTIVO</b>					<b>37.345</b>
<b>Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes</b>	34	4.379	-	-	<b>4.413</b>
<b>Provisiones no Corrientes</b>	2.119	372	267	-	<b>2.758</b>
Provisiones por Prestaciones al Personal	104	194	19	-	227
Otras Provisiones no Corrientes	2.015	268	248	-	2.531
<b>Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes</b>	17	470	-	-	<b>487</b>
<b>Provisiones Corrientes</b>	944	54	37	-	<b>1.035</b>
Provisiones por Prestaciones al Personal	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	944	54	37	-	1.035
<b>Proveedores y otros Acreedores</b>	3.479	1.460	778	(568)	<b>5.149</b>
Otros <sup>(3)</sup>	142	673	8	-	823
<b>PASIVOS SEGUROS</b>	6.735	7.408	1.090	(568)	<b>14.665</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>					<b>37.345</b>

(1) Incluye Derechos de Uso por importe de 712 millones de euros (621 millones de euros en Generación y Comercialización, 29 millones de euros en Distribución y 62 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 29).  
(2) Incluye Provisiones provisionales por importe de 4 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 20). Existen por importe de 1.331 millones de euros (1.569 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 20).  
(3) Incluye Subvenciones por importe de 248 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 30).  
Distribución y 11 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 30).  
(3) Incluye Subvenciones por importe de 248 millones de euros (155 millones de euros en Generación y Comercialización y 194 millones de euros en Distribución) (véase Nota 37) y Otros Pasivos no Corrientes por importe de 574 millones de euros (87 millones de euros en Generación y Comercialización, 479 millones de euros en Distribución y 6 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 39).



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la conciliación de los activos y pasivos por Segmentos respecto al Total Activo y Total Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>37.482</b>	<b>37.345</b>
Otros Activos Financieros no Corrientes	39	695	829
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	331	377
Activos por Impuesto Diferido	38	1.351	1.311
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	33	337	265
Activos por otros impuestos	33	239	419
Otros Activos Financieros Corrientes	31	892	974
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	494	541
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	195	840
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	39	28	37
<b>ACTIVOS SEGMENTOS</b>		<b>32.920</b>	<b>31.752</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>		<b>37.482</b>	<b>37.345</b>
Patrimonio Neto	38	9.611	9.653
Deuda Financiera no Corriente	42.3	9.422	9.891
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	195	338
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	40	164	64
Pasivos por Impuesto Diferido	36	1.141	1.047
Deuda Financiera Corriente	42.3	1.005	613
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	514	656
Otros Pasivos Financieros Corrientes	40	83	97
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	41	298	309
Pasivos por otros impuestos	41	576	807
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	39	15	17
<b>PASIVOS SEGMENTOS</b>		<b>14.488</b>	<b>14.665</b>

### 9.2.3. Información por Segmentos: Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miliones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	2025			TOTAL
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Otros <sup>(1)</sup>	
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	2.439	854	758	4.051
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(1.036)	(633)	(1.070)	(2.739)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.402)	(250)	(335)	(1.987)

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.

Miliones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	2024			TOTAL
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Otros <sup>(1)</sup>	
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	2.885	1.128	(446)	3.567
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	1.440	(970)	(1.863)	(1.393)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(4.394)	(158)	1.052	(3.500)

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.



### 9.3. Información por áreas geográficas

9.3.1. Resultados de la Sociedad Dominante, ingresos por ventas y prestación de servicios a clientes externos y otros ingresos de explotación a clientes externos correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miliones de Euros

País	2025		
	Resultado de la Sociedad Dominante	Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	Otros Ingresos de Explotación
España	2.142	17.616	354
Francia	25	838	36
Portugal	18	1.334	1
Alemania	14	477	-
Maruecos	1	-	-
Singapur	-	66	-
Suiza	-	149	-
Reino Unido	-	433	-
Italia	-	5	1
Luxemburgo	-	8	-
Países Bajos	(2)	2	1
Otros	-	103	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.198</b>	<b>21.031</b>	<b>393</b>

Miliones de Euros

País	2024		
	Resultado de la Sociedad Dominante	Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	Otros Ingresos de Explotación
España	1.815	17.578	329
Portugal	34	1.353	1
Francia	24	751	38
Alemania	13	420	-
Reino Unido	-	367	-
Luxemburgo	-	71	-
Países Bajos	-	68	-
Italia	-	4	2
Singapur	-	54	-
Suiza	-	190	-
Maruecos	2	-	-
Otros	-	79	4
<b>TOTAL</b>	<b>1.888</b>	<b>20.835</b>	<b>372</b>

9.3.2. Inmovilizado material, inversiones inmobiliarias, activo intangible y fondo de comercio a 31 de diciembre de 2025 y 2024

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025			
	Inmovilizado Material	Inversiones Inmobiliarias	Activo Intangible	Fondo de Comercio
España	23.583	4	1.407	607
Portugal	296	-	17	-
Francia	3	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>23.882</b>	<b>4</b>	<b>1.424</b>	<b>607</b>

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024			
	Inmovilizado Material	Inversiones Inmobiliarias	Activo Intangible	Fondo de Comercio
España	22.672	4	1.516	462
Portugal	265	-	20	-
Francia	3	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>22.940</b>	<b>4</b>	<b>1.536</b>	<b>462</b>



## 10. Ingresos

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	10.1	21.031	20.935
Otros Ingresos de Explotación	10.2	393	372
<b>TOTAL</b>		<b>21.424</b>	<b>21.307</b>

### 10.1. Ingresos por ventas y prestaciones de servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Ventas de Electricidad		14.904	14.735
Ventas Mercado Liberalizado		10.485	10.428
Ventas Mercado Liberalizado Español		8.970	8.893
Ventas Mercados Liberalizados fuera de España		1.515	1.535
Ventas a Precio Regulado		1.097	1.423
Ventas Mercado Mayorista		1.245	1.211
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)		1.509	1.868
Retribución a la Inversión en Energías Renovables		68	5
Ventas de Gas		3.167	3.109
Ventas Mercado Liberalizado		2.991	3.005
Ventas a Precio Regulado		176	163
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad		2.229	2.064
Verificaciones y Enganches		40	35
Prestación de Servicios en Instalaciones		50	37
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios		630	888
Ventas relativas a Servicios de Valor Añadido		343	365
Cobros por Capacidad		9	9
Ventas de otras Materias Energéticas		-	241
Prestaciones de Servicios y Otros		278	273
Ingresos por Arrendamientos	22.2	11	8
<b>TOTAL</b>		<b>21.031</b>	<b>20.935</b>

Los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes reconocidos en este epígrafe en el ejercicio 2025 han ascendido a 21.027 millones de euros (20.773 millones de euros en el ejercicio 2024).

### 10.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Imputación a Resultados de Instalaciones Cedidas de Clientes y Derechos por Acometidas de Extensión y Otros Pasivos por Contratos con Clientes	20.2	217	187
Imputación a Resultados de Subvenciones		84	86
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales		10	21
Otras Imputaciones a Resultado de Subvenciones <sup>(1)</sup>		74	65
Indemnizaciones de Terceros		37	41
Otros		55	58
<b>TOTAL</b>		<b>393</b>	<b>372</b>

(1) En el ejercicio 2025 incluye 38 millones de euros relativos a subvenciones de capital y 36 millones de euros de subvenciones de explotación (29 millones de euros y 36 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2024). Las subvenciones de capital incluyen las ayudas recibidas de los fondos europeos de acuerdo con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) por importe de 17 millones de euros (14 millones de euros en el ejercicio 2024).

Los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes reconocidos en este epígrafe en el ejercicio 2025 han ascendido a 223 millones de euros (197 millones de euros en el ejercicio 2024).



## 11. Aprovisionamientos y servicios

### 11.1. Compras de energía

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Miles de Euros		
	2025	2024
Electricidad	3.257	2.915
Materias Energéticas	1.857	1.830
<b>TOTAL</b>	<b>5.214</b>	<b>4.545</b>

### 11.2. Consumo de combustibles

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Miles de Euros		
	2025	2024
Materias Energéticas		
Carbón	7	6
Combustible Nuclear	120	103
Fuel	1.013	1.304
Gas	796	858
<b>TOTAL</b>	<b>1.936</b>	<b>2.271</b>

### 11.3. Otros aprovisionamientos variables y servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Miles de Euros			
	Notas	2025	2024
Ingresos y Tasas		1.159	1.274
Gravamen Temporal Energético		25	138
Impuesto a la Producción Eléctrica <sup>(2)</sup>		421	342
Otros Tributos, Tasas y Cánones		738	794
Bono Social		93	(89) <sup>(3)</sup>
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	5.1	830	726
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	5.1	35	45
Costes relativos a Servicios de Valor Añadido		182	182
Compras de otras Materias Energéticas		-	127
Coste de Eficiencia Energética		123	99
Otros		296	279
<b>TOTAL</b>		<b>2.718</b>	<b>2.643</b>

(1) El Acuerdo de derogación del Real Decreto Ley 10/2024, de 23 de diciembre, que establecía un gravamen temporal energético para el año 2025, fue publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 23 de enero de 2025, mediante la Resolución de 22 de enero de 2025 del Congreso de los Diputados. En consecuencia, dicho Real Decreto Ley ha quedado sin efecto. De acuerdo con lo anterior, no se ha reconocido ningún gasto asociado al gravamen temporal energético en el ejercicio 2025.

(2) De acuerdo con el Real Decreto Ley 5/2023, de 27 de diciembre, se aplicó un tipo reducido del 3,50 % en el periodo enero-marzo de 2024, del 5,25 % en el periodo abril-junio de 2024 y del 7,00 % a partir de 30 de junio de 2024, siendo este último el tipo vigente durante todo el ejercicio 2025.

(3) Incluye el registro del derecho de Endesa, S.A. a que se le abonen por parte de la Administración las cantidades pagadas en concepto de financiación y cofinanciación asociadas a los consumidores suministrados por Endesa Energía S.A. y las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social, asociado a los consumidores suministrados por Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. por importe de 154 millones de euros conforme al Auto del Tribunal Supremo de fecha 18 de septiembre de 2024.



## 12. Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Ingresos</b>	<b>42.3</b>		
Ingresos por Derivados Designados de Cobertura		34	859
Ingresos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo <sup>(1)</sup>		34	859
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		1.643	762
Ingresos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado		1.643	762
<b>Total Ingresos</b>		<b>1.677</b>	<b>1.621</b>
<b>Gastos</b>	<b>42.5</b>		
Gastos por Derivados Designados de Cobertura		(270)	(1.243)
Gastos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo <sup>(1)</sup>		(270)	(1.243)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		(1.315)	(1.286)
Gastos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado		(1.315)	(1.286)
<b>Total Gastos</b>		<b>(1.585)</b>	<b>(2.529)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>92</b>	<b>(908)</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025 incluye 36 millones de euros, negativos, de impacto en el Estado del Resultado por ineficacia (159 millones de euros, positivos, a 31 de diciembre de 2024).

En el ejercicio 2025 el total de los «Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas» ha ascendido a 92 millones de euros, positivos, en comparación con 908 millones de euros, negativos, en el ejercicio anterior. Su evolución es debida, principalmente, a la liquidación durante el ejercicio 2024 de derivados de gas que fueron contratados en el ejercicio 2022 en un entorno de volatilidad de precios de los mercados energéticos.

## 13. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Sueldos y Salarios		713	705
Aportaciones a Planes de Pensiones	38.1	49	46
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		(16)	20
Provisiones por Expedientes de Regulación de Empleo	38.2.1	(1)	-
Provisiones por Suspensión de Contratos	38.2.2	(15)	29 <sup>(1)</sup>
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales		216	206
<b>TOTAL</b>		<b>962</b>	<b>986</b>

(1) Incluye la dotación de una provisión por importe de 36 millones de euros destinada a Acuerdos Voluntarios de Salidas (AVS) de personal como consecuencia de la Digitalización de Procesos (véase Nota 38.2).

La información relativa a la plantilla media y final se detalla en la Nota 51.

## 14. Otros gastos fijos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Reparaciones y Conservación		396	384
Primas de Seguros		72	69
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados		110	93
Arrendamientos y Cánones		29	22
Tributos y Tasas		113	115
Gastos de Viajes		10	10
Servicios de Asistencia para Sistemas y Aplicaciones		167	160
Expedientes Sancionadores <sup>(1)</sup>		31	18
Contratos de Gestión o Colaboración	48.1	77	60
Servicios Relativos al Negocio Eléctrico y Gas		121	103
Otros		354	362
<b>TOTAL</b>		<b>1.480</b>	<b>1.396</b>

(1) En los ejercicios 2025 y 2024 se ha registrado un gasto en concepto de penalizaciones por importe de 18 millones de euros y 26 millones de euros respectivamente, como consecuencia de la decisión de no continuar el desarrollo de determinados proyectos renovables (véanse Notas 21.3 y 24.3).



## 15. Otros resultados

En el ejercicio 2025, los otros resultados ascendieron a 18 millones de euros, lo que supone una reducción de 37 millones de euros (-67,3 %) respecto al ejercicio anterior.

Esta variación se explica, fundamentalmente, por el reconocimiento en el ejercicio 2024 de reversión de provisiones por contingencias relacionadas con transacciones realizadas en ejercicios previos por Endesa Ingeniería, S.L.U., por un importe de 37 millones de euros y la plusvalía bruta obtenida por la venta de uno de los terrenos anexos a la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U., ubicada en Palma de Mallorca, por un importe de 10 millones de euros (véase Nota 23).

## 16. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

### 16.1. Amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>AMORTIZACIONES</b>	<b>9.2.1</b>	<b>2.060</b>	<b>1.903</b>
Dotación Amortización Inmovilizado Material	21	1.630	1.518
Dotación Amortización Activo Intangible	24	430	385
<b>PÉRDIDAS POR DETERIORO DE ACTIVOS NO FINANCIEROS</b>		<b>196</b>	<b>115</b>
<b>Dotación Pérdidas por Deterioro</b>	<b>9.2.1</b>	<b>229</b>	<b>136</b>
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		126	35
Activos de Distribución <sup>(1)</sup>	3.2e.4 y 21.3	45	-
Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) de los Territorios No Peninsulares (TNP)	3.2e.4 y 21.3	19	11
Proyectos de Plantas Renovables <sup>(2)</sup>	3.2e.4 y 21.3	50	23
Ctro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	21.3 y 35	12	1
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	24.3	103	101
Proyectos de Plantas Renovables <sup>(2)</sup>	3.2e.4 y 24.3	101	101
Ctro Activo Intangible		2	-
<b>Reversión Pérdidas por Deterioro</b>	<b>9.2.1</b>	<b>(33)</b>	<b>(21)</b>
Reversión Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		(32)	(21)
Centrales Térmicas de Carbón <sup>(3)</sup>	3.2e.4 y 21.3	(3)	(2)
Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) de los Territorios No Peninsulares (TNP)	3.2e.4 y 21.3	(29)	(2)
Ctro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	21.3 y 23	-	(17) <sup>(4)</sup>
Reversión Pérdidas por Deterioro Activo Intangible		(1)	-
Proyectos de Plantas Renovables <sup>(2)</sup>	3.2e.4 y 24.3	(1)	-
<b>TOTAL</b>		<b>2.256</b>	<b>2.018</b>

(1) En el ejercicio 2025 se ha registrado una pérdida por deterioro de valor de varios proyectos correspondientes, principalmente, a planes de inversión para el desarrollo de redes de alta tensión, por importe de 45 millones de euros como consecuencia de determinadas dificultades técnicas y administrativas que imposibilitan el poder dar continuidad a estos proyectos y obtener una rentabilidad razonable.

(2) En los ejercicios 2025 y 2024 se ha registrado una dotación de pérdidas por deterioro por importe total neto de 150 millones de euros y 124 millones de euros, respectivamente, como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión de la Compañía.

(3) Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por importe de 1 millón de euros (2 millones de euros en el ejercicio 2024).

(4) En el ejercicio 2024 incluyó, principalmente, la reversión de pérdidas por deterioro del inmueble donde estaba situada la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y sus terrenos anexos situados en Palma de Mallorca por importe de 16 millones de euros.



## 16.2. Pérdidas por deterioro de activos financieros

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Dotación Pérdidas por Deterioro</b>	<b>9.2.1, 42.1.3 y 42.5.1</b>	<b>402</b>	<b>400</b>
Dotación Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes		401	399
Dotación Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros		1	1
<b>Reversión Pérdidas por Deterioro</b>	<b>9.2.1, 42.1.3 y 42.5.1</b>	<b>(233)</b>	<b>(196)</b>
Reversión Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes		(233)	(194)
Reversión Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros		-	(2)
<b>TOTAL</b>		<b>169</b>	<b>204</b>

## 17. Resultado financiero

### 17.1. Resultado financiero sin instrumentos financieros derivados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Ingresos Financieros</b>		<b>81</b>	<b>131</b>
Ingresos por Activos Financieros a Coste Amortizado <sup>(1)</sup>		11	60
Ingresos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados <sup>(2)</sup>	17.2 y 45.5.1	-	8
Ingresos por Compromisos Post-empleo	38.1	3	-
Ingresos por Planes de Reestructuración de Plantilla	36.2.1 y 36.2.2	4	2
Otros Ingresos Financieros <sup>(3)</sup>		63	63
<b>Gastos Financieros</b>		<b>(544)</b>	<b>(639)</b>
Gastos por Pasivos Financieros a Coste Amortizado <sup>(4)</sup>	42.5.2	(355)	(471)
Gastos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados <sup>(2)</sup>	17.2 y 45.5.1	(5)	(35)
Gastos por Compromisos Post-empleo	38.1	(7)	(6)
Gastos por Planes de Reestructuración de Plantilla	36.2.1 y 36.2.2	(17)	(21)
Gastos por Otras Provisiones		(45)	(46)
Gastos Financieros Activados	3.26.1 y 3.26.1	16	14
Gastos por Deterioro de otros Activos Financieros	42.1.3 y 42.5.1	(19)	(1)
Resultado en Venta de Activos Financieros	3.29.8	(20)	(25)
Otros Gastos Financieros <sup>(5)</sup>		(92)	(41)
<b>Diferencias de Cambio</b>		<b>6</b>	<b>(4)</b>
Positivas		39	44
Negativas		(33)	(48)
<b>TOTAL</b>		<b>(457)</b>	<b>(512)</b>

(1) Incluye los rendimientos correspondientes a la formalización de depósitos mantenidos por la Compañía (véase Nota 34).

(2) Corresponde en su totalidad a la valoración a valor razonable de pasivos financieros que son subyacentes de una cobertura de valor razonable (véase Nota 17.2).

(3) En los ejercicios 2025 y 2024 se han reconocido 3 millones de euros y 20 millones de euros, respectivamente, en concepto de intereses de demora de la sentencia del Bono Social. Adicionalmente, se han registrado 29 millones de euros y 21 millones de euros, respectivamente, correspondientes a intereses de demora asociados a procedimientos tributarios (véase Nota 52).

(4) En los ejercicios 2025 y 2024 incluye gastos por intereses de deuda financiera asociada a derechos de uso por importe de 42 millones de euros y 43 millones de euros, respectivamente (véase Nota 22).

(5) En los ejercicios 2025 y 2024 incluye costes asociados al riesgo derivado de la ejecución de avales en determinados proyectos renovables por importe de 75 millones de euros y 32 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 21.3 y 24.3).

### Diferencias de cambio netas

En el ejercicio 2025, las diferencias de cambio netas han ascendido a 6 millones de euros, positivas (4 millones de euros, negativas, en el ejercicio 2024).

La variación es debida, fundamentalmente, al impacto sobre la deuda financiera asociada a derechos de uso correspondientes a contratos de fletamento para el transporte de gas natural licuado (GNL) de la evolución del tipo de cambio euro/dólar estadounidense (EUR/ USD) en los ejercicios 2024 y 2025.



## 17.2. Ingresos y gastos financieros por instrumentos financieros derivados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Ingresos</b>	<b>42.5</b>		
<b>Ingresos por Derivados Designados de Cobertura</b>		<b>19</b>	<b>57</b>
Ingresos por Derivados de Coberturas de Flujos de Efectivo		11	29
Ingresos por Derivados de Coberturas de Valor Razonable <sup>(1)</sup>	40.1.1	8	28
<b>Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados</b>		<b>-</b>	<b>19</b>
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		-	19
<b>Total Ingresos</b>		<b>19</b>	<b>76</b>
<b>Gastos</b>	<b>42.5</b>		
<b>Gastos por Derivados Designados de Cobertura</b>		<b>(13)</b>	<b>(38)</b>
Gastos por Derivados de Coberturas de Flujos de Efectivo		(5)	(1)
Gastos por Derivados de Coberturas de Valor Razonable <sup>(1)</sup>	40.1.1	(8)	(37)
<b>Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados</b>		<b>-</b>	<b>(19)</b>
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		-	(19)
<b>Total Gastos</b>		<b>(13)</b>	<b>(57)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>6</b>	<b>19</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025 incluye las variaciones de valor razonable de los instrumentos de cobertura cuyo subyacente son pasivos financieros a valor razonable por importe de 8 millones de euros netos, positivos (28 millones de euros netos, positivos, a 31 de diciembre de 2024).

## 18. Resultado neto de sociedades por el método de la participación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Sociedades Asociadas</b>	<b>27.1</b>	<b>18</b>	<b>-</b>
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		1	1
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		4	(1)
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.		20 <sup>(1)</sup>	3
Cogenio Iberia, S.L.		(1)	-
Endosa X Way, S.L.		(5)	(5)
Otros		(1)	2
<b>Negocios Conjuntos</b>	<b>27.1</b>	<b>17</b>	<b>11</b>
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		8	-
Nucleonor, S.A.		1	1
Energie Électrique de Tahaddart, S.A.		-	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		1	1
Otros		7	7
<b>TOTAL</b>		<b>35</b>	<b>11</b>

(1) Incluye el resultado neto generado, en la fecha de la toma de control, como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 37,5 % en Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CE7ASA») por importe de 19 millones de euros (véanse Notas 8 y 27.1).

## 19. Impuesto sobre Sociedades

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Impuesto del Ejercicio Corriente		768	706
Impuesto del Ejercicio Diferido	28	(122)	(19)
Regularizaciones Años Anteriores		48	18
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades		(13)	(5)
<b>TOTAL</b>		<b>681<sup>(1)</sup></b>	<b>696</b>

(1) Menor gasto por el impuesto sobre Sociedades fundamentalmente por el reconocimiento de Deducciones en Investigación Desarrollo e innovación (I+D+i) por importe de 39 millones de euros, en el marco del procedimiento de comprobación e investigación del Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10.



### Conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2025 y 2024 la conciliación entre el «Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuas» y el gasto por «Impuesto sobre Sociedades» es el siguiente:

Miliones de Euros

			2025		Total	Tipo (%)
	Estado del Resultado	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)		
<b>Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuas</b>	<b>2.234</b>	-	<b>131</b>	-	<b>2.365</b>	-
Impuesto sobre Sociedades	681	-	42	-	723	-
<b>Resultado Contable Antes de Impuestos</b>	<b>2.915</b>	-	<b>173</b>	-	<b>3.088</b>	-
<b>Impuesto Teórico</b>	<b>729</b>	<b>25,0</b>	<b>43</b>	<b>25,0</b>	<b>772</b>	<b>25,0</b>
<b>Diferencias Permanentes</b>	<b>7</b>	-	<b>(1)</b>	-	<b>6</b>	-
Limitación en la Exención de Dividendos	27	-	-	-	27	-
Efecto Resultados Netos por el Método de la Participación	(9)	-	(1)	-	(10)	-
Ajustes de Consolidación y Otros	(11)	-	-	-	(11)	-
<b>Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio</b>	<b>(33)</b>	-	-	-	<b>(33)</b>	-
<b>Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos</b>	<b>(57)</b>	-	-	-	<b>(57)</b>	-
<b>Impacto Fiscal en el Ejercicio</b>	<b>646</b>	-	<b>42</b>	-	<b>688</b>	-

Miliones de Euros

			2024		Total	Tipo (%)
	Estado del Resultado	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)		
<b>Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuas</b>	<b>1.893</b>	-	<b>184</b>	-	<b>2.077</b>	-
Impuesto sobre Sociedades	686	-	57	-	743	-
<b>Resultado Contable Antes de Impuestos</b>	<b>2.589</b>	-	<b>241</b>	-	<b>2.830</b>	-
<b>Impuesto Teórico</b>	<b>647</b>	<b>25,0</b>	<b>60</b>	<b>25,0</b>	<b>707</b>	<b>25,0</b>
<b>Diferencias Permanentes</b>	<b>89</b>	-	<b>(3)</b>	-	<b>86</b>	-
Limitación en la Exención de Dividendos	24	-	-	-	24	-
Efecto Resultados Netos por el Método de la Participación	(3)	-	-	-	(3)	-
Gasto Fiscalmente no Deducible debido al Gravamen Temporal Energético	34	-	-	-	34	-
Ajustes de Consolidación y Otros	34	-	(3)	-	31	-
<b>Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio</b>	<b>(24)</b>	-	-	-	<b>(24)</b>	-
<b>Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos</b>	<b>(25)</b>	-	-	-	<b>(25)</b>	-
<b>Impacto Fiscal en el Ejercicio</b>	<b>687</b>	-	<b>57</b>	-	<b>744</b>	-

### Conciliación de la cuota líquida

Durante los ejercicios 2025 y 2024 la conciliación entre el gasto por Impuesto sobre Sociedades con la cuota líquida de las Actividades Continuas es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	2025		Total
		Estado del Resultado	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	
<b>Impacto Fiscal en el Ejercicio</b>		<b>646</b>	<b>42</b>	<b>688</b>
Variación del Impuesto Diferido	28.1 y 28.2	122	(42)	80
<b>Cuota Líquida de las Actividades Continuas</b>		<b>768</b>	-	<b>768</b>



Miliones de Euros

	Notas	2024		Total
		Estado del Resultado	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	
<b>Impacto Fiscal en el Ejercicio</b>		<b>687</b>	<b>57</b>	<b>744</b>
Variación del Impuesto Diferido	26.1 y 26.2	19	(57)	(38)
<b>Cuota Líquida de las Actividades Continuas</b>		<b>706</b>	<b>-</b>	<b>706</b>

### Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Miliones de Euros

	2025			Total
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido <sup>(Nota 26)</sup>		
<b>Imputación al Estado del Resultado, de la cual:</b>	<b>768</b>	<b>(122)</b>		<b>646</b>
Cuota Líquida de las Actividades Continuas	768	-		768
Impuestos Diferidos	-	(122)		(122)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	-	(66)		(66)
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	-	(4)		(4)
Otras Provisiones	-	12		12
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	-	12		12
Bases Imponibles Negativas	-	(30)		(30)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	-	-		-
Otros	-	(46)		(46)
<b>Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:</b>	<b>-</b>	<b>42</b>		<b>42</b>
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	-	-		-
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	-	42		42
<b>Impacto Fiscal en el Ejercicio</b>	<b>768</b>	<b>(80)</b>		<b>688</b>

Miliones de Euros

	2024			Total
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido <sup>(Nota 24)</sup>		
<b>Imputación al Estado del Resultado, de la cual:</b>	<b>796</b>	<b>(19)</b>		<b>687</b>
Cuota Líquida de las Actividades Continuas	796	-		796
Impuestos Diferidos	-	(19)		(19)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	-	(9)		(9)
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	-	2		2
Otras Provisiones	-	36		36
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	-	(1)		(1)
Bases Imponibles Negativas	-	(69)		(69)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	-	10		10
Otros	-	12		12
<b>Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:</b>	<b>-</b>	<b>57</b>		<b>57</b>
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	-	10		10
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	-	47		47
<b>Impacto Fiscal en el Ejercicio</b>	<b>796</b>	<b>38</b>		<b>744</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 las deducciones y bonificaciones en cuota imputadas a resultados han sido las siguientes:

Miliones de Euros

	2025	2024
Deducciones por Inversiones en Activos Fijos Nuevos en Canarias	27	17
Deducciones por Donaciones a Entidades sin Ánimo de Lucro	4	4
Deducción por Contribuciones a Sistemas de Previsión Social Empresarial	1	2
Bonificación por Rentas Obtenidas en Ceuta y Melilla	1	1
<b>Total Deducciones y Bonificaciones en Cuota Imputadas a Resultados</b>	<b>33</b>	<b>24</b>



## Reforma Fiscal Internacional: Normas Modelo del Pilar Dos

La legislación «Pilar II - Normas Modelo para evitar la Erosión de la Base Imponible Mundial (Normas GloBE)», cuyo objetivo es garantizar que los grandes grupos multinacionales tributen un nivel mínimo de impuesto sobre la renta con base en un periodo determinado en cada jurisdicción en la que operan, ha sido implementada o sustancialmente implementada en las jurisdicciones en las que opera Endesa. En términos generales, esta normativa establece un sistema de impuestos adicionales («Impuesto Complementario») destinados a asegurar que la carga fiscal total asociada a los beneficios generados en cada jurisdicción alcance dicho tipo mínimo del 15 %. Asimismo, se establece un régimen transitorio que regula la no exigibilidad del impuesto complementario en los periodos impositivos iniciados entre el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2027, siempre que se presente una información país por país admisible, por jurisdicción y periodo. Dicha información país por país es presentada por Enel, S.p.A. (sociedad matriz italiana cabecera del Grupo Enel) ante la Administración Tributaria de Italia y, en base a la misma, Endesa cumple los requisitos del puerto seguro previsto para la aplicación de la tasa mínima global simplificada en las jurisdicciones en las que desarrolla su actividad.

## 20. Beneficio básico y diluido por acción

En los ejercicios 2025 y 2024 el número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido (véase Nota 3.2p) es el siguiente:

Número de Acciones			
	Notas	2025	2024
Número de Acciones Ordinarias durante el Ejercicio	36.1.1	1.058.752.117 <sup>(1)</sup>	1.058.752.117 <sup>(2)</sup>
Número de Acciones de la Sociedad Dominante Propiedad de Endesa, S.A.	36.1.4	19.947.873 <sup>(1)</sup>	201.836 <sup>(2)</sup>
<b>Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación</b>		<b>1.048.255.762</b>	<b>1.058.458.650</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025.  
(2) A 31 de diciembre de 2024.

El beneficio básico y diluido por acción correspondiente a los ejercicios 2025 y 2024 es el siguiente:

Millones de Euros		
	Beneficio por Acción Básico y Diluido	
	2025	2024
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuadas	2.234	1.893
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	-	-
<b>Resultado del Periodo</b>	<b>2.234</b>	<b>1.893</b>
Sociedad Dominante	2.198	1.888
Participaciones no Dominantes	36	5
<b>Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación</b>	<b>1.048.255.762</b>	<b>1.058.458.650</b>
<b>Beneficio Neto por Acción Básico (en Euros)</b>	<b>2,10</b>	<b>1,78</b>
<b>Beneficio Neto por Acción Diluido (en Euros)</b>	<b>2,10</b>	<b>1,78</b>
Beneficio Neto por Acción Básico de Actividades Continuadas (en Euros)	2,10	1,78
Beneficio Neto por Acción Diluido de Actividades Continuadas (en Euros)	2,10	1,78
Beneficio Neto por Acción Básico de Actividades Interrumpidas (en Euros)	-	-
Beneficio Neto por Acción Diluido de Actividades Interrumpidas (en Euros)	-	-

## 21. Inmovilizado material

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:



Miles de Euros	Instalaciones de Generación Eléctrica										Instalaciones de Transporte y Distribución <sup>(1)</sup>		TOTAL		
	Terrenos		Construcciones		Hidroeléctricas		Centrales Carbón / Fuel		Centrales Nucleares		Centrales de Ciclo Combinado			Renovables	
Immovilizado Material en Explotación y en Curso														Otro Inmovilizado	
Coste	434	1.838	3.889	9.332	10.968	4.209	3.377	31.609	-	-	25.297	908	1.311	-	61.293
Amortización Acumulada	(63)	(521)	(2.723)	(8.821)	(8.775)	(1.880)	(675)	(20.874)	-	-	(13.084)	(631)	-	-	(35.273)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(2.196)	-	(721)	(8)	(2.927)	-	-	-	(46)	(50)	-	(3.060)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>354</b>	<b>1.277</b>	<b>864</b>	<b>315</b>	<b>2.223</b>	<b>1.508</b>	<b>2.664</b>	<b>7.604</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.213</b>	<b>231</b>	<b>1.251</b>	<b>-</b>	<b>22.940</b>
Incorporación / (Reducción) de Sociedades <sup>(2)(3)</sup>	3	1	972	-	-	-	8	980	-	-	-	-	-	-	984
Inversiones <sup>(4)</sup>	66	7	-	2	46	1	0	55	-	-	50	99	1.510	-	1.782
Donaciones	(32)	(72)	(82)	(57)	(354)	(94)	(148)	(735)	-	-	(731)	(96)	(87)	-	(1.723)
Amortización <sup>(5)</sup>	(15)	(71)	(82)	(83)	(354)	(100)	(148)	(747)	-	-	(731)	(96)	-	-	(1.830)
Pérdidas por Deterioro <sup>(6)</sup>	(17)	(11)	-	6	-	6	-	12	-	-	-	-	(87)	-	(93)
Bajas <sup>(7)</sup>	(53)	(1)	-	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	-	(8)	-	(64)
Traspasos a Activos no Corrientes Mantendidos para la Venta <sup>(8)</sup>	(20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20)
Traspasos y otros <sup>(9)</sup>	20	239	146	38	112	(20)	224	503	-	-	913	15	(1.787)	-	(77)
<b>Total Variaciones</b>	<b>(16)</b>	<b>174</b>	<b>1.039</b>	<b>(17)</b>	<b>(190)</b>	<b>(113)</b>	<b>88</b>	<b>801</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>232</b>	<b>48</b>	<b>(347)</b>	<b>-</b>	<b>882</b>
Coste	442	2.023	4.708	9.342	11.139	4.190	3.665	32.994	-	-	26.196	991	1.051	-	63.687
Amortización Acumulada	(75) <sup>(4)</sup>	(551)	(2.653)	(8.857)	(9.112)	(2.080)	(815)	(21.667)	-	-	(13.751)	(650)	-	-	(36.725)
Pérdidas por Deterioro	(28)	(21)	(2)	(2.187)	-	(715)	(8)	(2.912)	-	-	-	(32)	(137)	-	(3.130)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2025<sup>(5)</sup></b>	<b>338</b>	<b>1.451</b>	<b>1.993</b>	<b>298</b>	<b>3.027</b>	<b>1.395</b>	<b>2.782</b>	<b>8.405</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.445</b>	<b>279</b>	<b>914</b>	<b>-</b>	<b>23.832</b>

(1) Corresponden a Baja y Media Tensión, Equipos de Media y Tensión y otras instalaciones.  
(2) Incluye tanto por derechos de construcción como las subidas de costes de compra de armamento correspondientes a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable y de la decisión de incorporar o no un activo de construcción.  
(3) Incluye las incorporaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones por importe de 68 millones de euros, positivos. (véase Nota 38.3).  
(4) Incluye la amortización del activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.  
(5) Incluye activos por derechos de uso por importe de 717 millones de euros (véase Nota 22).



Miliones de Euros

	Instalaciones de Generación Eléctrica					Instalaciones de Transporte y Distribución <sup>(1)</sup>	Otro Inmovilizado en Curso	TOTAL		
	Terrenos Construcciones	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Carbón y Fuel	Centrales Nucleares	Centrales de Ciclo Combinado				Renovables	Total
Cobertura	443	1.603	3.506	10.712	4.102	3.131	30.977	882	1.561	59.941
Amortización Acumulada	(49)	(451)	(2.670)	(8.170)	(1.850)	(543)	(20.515)	(12.432)	(588)	(34.045)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(718)	(8)	(8)	(2.919)	-	(45)	(3.057)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>	<b>317</b>	<b>1.102</b>	<b>834</b>	<b>2.242</b>	<b>2.242</b>	<b>2.580</b>	<b>7.543</b>	<b>12.043</b>	<b>248</b>	<b>22.839</b>
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones <sup>(Nota 21.1)</sup>	29	12	-	47	1	12	62	30	19	1.909
Donaciones	(14)	(65)	(53)	(323)	(103)	(140)	(884)	(710)	(53)	(1.548)
Amortización <sup>(Nota 18.1)</sup>	(14)	(65)	(53)	(323)	(100)	(140)	(875)	(710)	(53)	(1.518)
(Pérdidas por Deterioro) <sup>(Nota 18.1)</sup>	-	-	(5)	-	(3)	-	(8)	-	-	(32)
Bajas	(51) <sup>(2)</sup>	(7)	-	-	-	(2)	(2)	-	(10)	(72)
Traspasos a Activos no Corrientes Mantendidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Traspasos y otros <sup>(2)</sup>	13	235	83	257	45	244	685	850	27	(1.736)
<b>Total Variaciones</b>	<b>(23)</b>	<b>(175)</b>	<b>(30)</b>	<b>(159)</b>	<b>(56)</b>	<b>(114)</b>	<b>(61)</b>	<b>(170)</b>	<b>(17)</b>	<b>(265)</b>
Cobertura	434	1.838	3.589	10.998	4.205	3.377	31.505	25.297	808	61.293
Amortización Acumulada	(63) <sup>(3)</sup>	(521)	(2.722)	(8.175)	(1.960)	(675)	(20.074)	(13.084)	(631)	(35.273)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(721)	(8)	(8)	(2.927)	-	(46)	(3.060)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024<sup>(4)</sup></b>	<b>354</b>	<b>1.277</b>	<b>864</b>	<b>2.223</b>	<b>1.508</b>	<b>2.694</b>	<b>7.604</b>	<b>12.213</b>	<b>201</b>	<b>22.840</b>

(1) Conexiones a Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones.

(2) Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones por importe de 01 millones de euros, positivos. (véase Nota 36.3).

(3) Incluye bajas por derechos de uso por la adecuación de la duración de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.

(4) Incluye la amortización del activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.

(5) Incluye activos por derechos de uso por importe de 712 millones de euros. (véase Nota 22).









## 21.1. Principales inversiones y desinversiones

### 21.1.1. Principales inversiones

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el detalle de las inversiones materiales realizadas es el siguiente:

Miliones de Euros

Actividad   Segmento	Inversiones Materiales		
	2025	2024	
<b>Generación y Comercialización</b>			
 Generación Convencional	790	764	
 Generación Convencional	365	306	• Incluye, fundamentalmente, inversiones en instalaciones de generación de diversas tecnologías, principalmente nuclear.
 Generación Renovable	372	412	• En el ejercicio 2025, Endesa ha realizado inversiones en la construcción de instalaciones de generación de electricidad procedente de fuentes renovables por importe de 273 millones de euros (véase Nota 5.1).
 Comercialización	33	40	• Corresponden a las inversiones en puntos de recarga de la actividad de e-Mobility y e-City.
 Distribución	991	892	• Corresponden, fundamentalmente, a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de esta con el fin de mejorar la eficiencia, adaptar la red a las nuevas necesidades de los clientes y reforzar la calidad del servicio y resiliencia de la propia red.
 Estructura y Otros <sup>(1)</sup>	11	13	
<b>TOTAL</b>	<b>1.792<sup>(2)</sup></b>	<b>1.669</b>	

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.

(2) No incluye la adquisición de E-Generación Hidráulica, S.L.U. y Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») que se incorporan como parte de la Combinación de Negocios (véase Nota 8).

### 21.1.2. Principales desinversiones

Durante el ejercicio 2025 se han registrado bajas por derechos de uso por importe de 54 millones de euros como consecuencia, entre otros aspectos, de la revisión de las cuotas de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable y de la decisión de no desarrollar o construir determinados proyectos renovables, siendo el impacto de cada uno de estos aspectos de 26 millones de euros.

Durante el ejercicio 2024 se han registrado bajas por derechos de uso por importe de 66 millones de euros como consecuencia, entre otros aspectos, de la adecuación de la duración de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable por importe de 44 millones de euros, y de las deducciones en los pagos de alquiler de un buque metanero por encontrarse fuera de servicio en tareas de mantenimiento por importe de 10 millones de euros.



## 21.2. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Miliones de Euros

Actividad   Segmento	Compromisos de Adquisición <sup>(1)</sup>	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Generación y Comercialización 	329	499
Distribución	497	375
Estructura y Otros <sup>(2)</sup>	-	1
<b>TOTAL</b>	<b>826</b>	<b>875</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025 y a 31 de diciembre de 2024 están comprometidos con Sociedades Asociadas 40 millones de euros y 86 millones de euros, respectivamente. Ninguno de estos importes está comprometido con Empresas de Grupo o con Negocios Conjuntos.

(2) Estructura, Servicios y Ajustes.

A 31 de diciembre de 2025 el desglose por años de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Miliones de Euros

	Compromisos de Adquisición
2026	672
2027 - 2028	87
2029 - 2030	67
<b>TOTAL</b>	<b>826</b>

Endesa prevé cumplir estos compromisos mediante recursos generados internamente y alternativas de financiación corporativas a través de operaciones bancarias y emisiones en los mercados de capitales.

## 21.3. Test de deterioro

Durante los ejercicios 2025 y 2024 se ha registrado una dotación por deterioro neta por importe de 93 millones de euros y 30 millones de euros, respectivamente, conforme al siguiente detalle:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
Plantas Renovables		50	23
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)		(10)	9
Baleares		17	2
Canarias		(26)	8
Ceuta		1	1
Melilla		1	(2)
Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz)		(1)	(2)
Activos de Distribución		45	-
Otros		9	-
<b>TOTAL</b>	3.2 e 4, 9.2 y 18.1	<b>93</b>	<b>30</b>



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Plantas Renovables	-	3
Unidades Generadoras de Efectivo (UGE)s de los Territorios No Peninsulares (TNP)	721	651
Baleares <sup>(1)</sup>	280	270
Canarias <sup>(1)</sup>	416	355
Ceuta	10	9
Melilla	15	17
Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz)	32	27
Activos de Distribución	-	Na
Otros	20	Na

(1) Corresponde al valor recuperable después de impuestos.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 los hechos acontecidos que han motivado las principales dotaciones por deterioro han sido los siguientes:

– Plantas Renovables.

En los ejercicios 2025 y 2024 se ha registrado una dotación de pérdidas por deterioro en el epígrafe «Inmovilizado Material» por importe total neto de 50 millones de euros y 23 millones de euros, respectivamente, correspondiente a determinados proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión de la Compañía (véanse Notas 3.2e.4, 16.1 y 24.3).

– Unidades Generadoras de Efectivo (UGE)s por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

A 31 de diciembre de 2025, al objeto de adecuar el valor neto contable de los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla con su valor recuperable, se ha registrado una reversión del deterioro por un importe total neto de 10 millones de euros (9 millones de euros de dotación neta por deterioro a 31 de diciembre de 2024) (véanse Notas 3.2e.4 y 16.1).

Los importes reconocidos por deterioro en los ejercicios 2025 y 2024 son consecuencia de la actualización de las principales hipótesis utilizadas en la determinación del valor en uso de los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. En el ejercicio 2025 la revisión de dichas hipótesis incorpora también inversiones destinadas a la extensión de la vida útil de los activos de conformidad con la Resolución del procedimiento de concurrencia de nueva capacidad en los Territorios No Peninsulares (TNP) (véase Nota 6).

– Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 se ha registrado una reversión del deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 1 millón de euros y 2 millones de euros, respectivamente, como consecuencia de la solicitud de prórroga de la concesión del Terminal que, como máximo, podría llegar hasta el año 2057 (véanse Notas 3.2e.4 y 16.1).

– Activos de Distribución.

En el ejercicio 2025 se ha registrado una pérdida por deterioro de valor de varios proyectos correspondientes, principalmente, a planes de inversión para el desarrollo de redes de alta tensión, por importe de 45 millones de euros como consecuencia de las dificultades técnicas y administrativas que imposibilitan el poder dar continuidad a estos proyectos y obtener una rentabilidad razonable (véanse Notas 3.2e.4 y 16.1).

La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2e.



## 21.4. Otra información

### Comunidades de bienes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

Miles de Euros	Comunidades de Bienes		
	% Participación	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Central Nuclear Vandellòs II, C.B.	72,00	746	773
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85,00	571	597
Central Nuclear Almaraz, C.B.	36,02	205	250
Saños del Noya, C.B.	50,00	13	13
Central Nuclear Trillo, C.B.	1,00	10	10

### Medioambiente

En los ejercicios 2025 y 2024 las inversiones y los gastos de Endesa en actividades para la protección del Medioambiente han sido los siguientes:

Miles de Euros	2025	2024
Inversión Bruta Anual	45	43
Inversión Bruta Acumulada a Cierre del Ejercicio	2.085	2.040
Gasto Anual	142	137
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	30	31
Otros Gastos	112	106

### Seguros

Endesa y las sociedades filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, incluyendo en la citada cobertura todas las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, en determinados activos está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones. En el ejercicio 2025 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 13 millones de euros (21 millones de euros en el ejercicio 2024).

En cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España, Endesa tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales hasta 1.200 millones de euros. Por encima de dicho importe, se estaría a lo dispuesto en los Convenios Internacionales firmados por el Estado Español. Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños propios incluyendo los producidos a las existencias de combustible, así como los originados por avería de maquinaria con un límite de cobertura de 1.500 millones de dólares estadounidenses (USD) para cada central.

Con fecha 28 de mayo de 2011 se publicó la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos que, además de ampliar el concepto de daño nuclear, eleva la responsabilidad del operador a 1.200 millones de euros, permitiendo a éste garantizar tal responsabilidad por varios medios. Esta Norma ha entrado en vigor el 1 de enero de 2022, tras la ratificación conjunta por parte de los Estados Miembros de los Protocolos de 12 de febrero de 2004, por los que se modifican el Convenio de París de Responsabilidad Civil por daños Nucleares y el Convenio de Bruselas complementario del anterior. La cobertura de responsabilidad civil nuclear contratada por Endesa dispone del límite de 1.200 millones de euros exigido desde el 1 de enero de 2022.

Durante el ejercicio 2025, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación con los seguros que tiene formalizados.



## Otra información

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el valor neto contable de las centrales de carbón sobre las que Endesa ha solicitado ante las autoridades competentes, la autorización para el cierre y la provisión por el desmantelamiento de las mismas registrada en el epígrafe «Provisiones» del Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Millones de Euros				31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
Central Térmica	Fecha de Solicitud	Fecha de Acta de Cierre	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 38.3)	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 38.3)	
As Pontes (A Coruña)	27 de diciembre de 2019	1 de diciembre de 2023	-	99	-	105	
Litoral (Almería)	27 de diciembre de 2019	26 de noviembre de 2021	-	45	-	56	
Compostilla II (León) - Grupos III, IV y V	19 de diciembre de 2018	23 de septiembre de 2020	-	56	-	67	
Andorra (Teruel)	19 de diciembre de 2018	21 de julio de 2020	-	14	-	15	
Alcudia (Islas Baleares) - Grupos I y II	27 de diciembre de 2018	30 de diciembre de 2019	-	29	-	30	
<b>TOTAL</b>			<b>-</b>	<b>243</b>	<b>-</b>	<b>273</b>	

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso es el siguiente:

Millones de Euros			31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Construcciones			137	191
Resto de Elementos			349	293
<b>TOTAL<sup>(1)</sup></b>			<b>486</b>	<b>484</b>

(1) No incluye 4.600 millones de euros y 4.620 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente, correspondientes a las centrales térmicas cuyo cierre ha sido autorizado.

A 31 de diciembre de 2025 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 25 millones de euros (32 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véanse Notas 36.1.13, 42.4.3 y 49).

## 22. Derechos de uso

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de los activos por derechos de uso, incluidos en el epígrafe «Inmovilizado Material» del Estado de Situación Financiera Consolidado y su movimiento durante los ejercicios 2025 y 2024 han sido los siguientes:

Millones de Euros					
Activos por Derechos de Uso	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica; Centrales de Ciclo Combinado	Otro Inmovilizado	TOTAL
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>264</b>	<b>84</b>	<b>251</b>	<b>113</b>	<b>712</b>
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	2	-	-	-	2
Adiciones	66	6	-	36 <sup>(1)</sup>	170
Bajas <sup>(2)</sup> (Nota 21.1.2)	(53)	-	-	(1)	(54)
Amortización y Pérdidas por Deterioro	(26)	(18)	(24)	(45)	(113)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2025<sup>(2)</sup></b>	<b>253</b>	<b>72</b>	<b>227</b>	<b>165</b>	<b>717</b>

(1) Incluye la renovación por parte de Endesa Energía, S.A.U. de un contrato de fletamento de un buque metanero destinado al transporte de gas natural licuado (GNL) por un periodo de 7 años.

(2) Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (640 millones de euros), Distribución (24 millones de euros) y Estructura y Servicios (53 millones de euros) (véase Nota 9.2.2).



Miliones de Euros

Activos por Derechos de Uso	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales de Ciclo Combinado	Otro Inmovilizado	TOTAL
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>	<b>300</b>	<b>95</b>	<b>277</b>	<b>138</b>	<b>810</b>
Adiciones	29	11	-	15	55
Bajas (Nota 9.1.2)	(51)	(5)	-	(10)	(66)
Amortización y Pérdidas por Deterioro	(14)	(17)	(26)	(30)	(87)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024<sup>(1)</sup></b>	<b>264</b>	<b>84</b>	<b>251</b>	<b>113</b>	<b>712</b>

(1) Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (621 millones de euros), Distribución (29 millones de euros) y Estructura y Servicios (62 millones de euros) (véase Nota 9.2.2).

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el efecto de los activos por derechos de uso en el Estado del Resultado Consolidado es como sigue:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
Dotación Amortización y Pérdidas por Deterioro de Activos por Derechos de Uso		113	87
Gastos por Intereses de Deuda Financiera Asociada a Derechos de Uso		29	51
Gasto Financiero	17.1 y 47.1	42	43
Diferencias de Cambio		(13)	8
Gastos por Arrendamientos de Corto Plazo y/o Activos de Bajo Valor <sup>(1)</sup>		-	-
Gastos por Pagos Variables en Arrendamientos		-	1
<b>Efecto Total en el Estado del Resultado Consolidado</b>		<b>142</b>	<b>139</b>

(1) Arrendamientos cuyo plazo finaliza dentro de los 12 meses siguientes de la fecha de primera aplicación y/o cuyo valor del activo subyacente es inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD).

## 22.1. Derechos de uso como arrendatario

A 31 de diciembre de 2025 los contratos de arrendamiento más significativos en los que Endesa actúa como arrendatario son los siguientes:

Contratos	Compañía	Duración	Descripción
Contrato de «tolling» con Elegas, S.A. (Sociedad Participada en un 50 % por la propia Endesa Generación, S.A.U.)	Endesa Generación, S.A.U.	Durante 25 años, de los que restan 10 años	Puesta a disposición de Endesa Generación, S.A.U. de la totalidad de la capacidad de producción de la planta y compromiso de transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico
Contratos de Arrendamiento correspondientes a Edificios de Oficinas	Distribución Redes Digitales, S.L.U.	Aproximadamente 3 años	Arrendamiento de edificios de oficinas, situados en su mayor parte en Barcelona, Lleida y Zaragoza.
Contrato de Arrendamiento de la Sede Social de Endesa, ubicado en Ribera del Loira (Madrid)	Endesa Medios y Sistemas, S.L.U.	Hasta el 30 de junio de 2030	Arrendamiento de la sede social (Madrid)
Contratos de Arrendamiento correspondientes a los Terrenos donde se Encuentran Ubicadas Determinadas Instalaciones de Generación Renovable	Compañías de Renovables	Vencimientos comprendidos entre 2025-2056	Contratos a largo plazo, que pueden contener cláusulas de renovación automática, cuya contraprestación se fija mediante la combinación de un importe en función de la capacidad instalada (MW) y, en algunos casos, de la producción (GWh)
Contratos de Fletamento para el Transporte de Gas Natural Licuado (GNL)	Endesa Energía, S.A.U.	7 años prorrogables	Contratos de fletamento de buques metaneros destinados al transporte de gas natural licuado (GNL).
Contratos de Arrendamiento de Equipos Técnicos	Compañías de Renovables, Servicios y Generación Térmica	Vencimientos comprendidos entre 2025-2027	Contratos para la cobertura de servicios puntuales de disponibilidad en función de las necesidades operativas
Contratos de Arrendamiento de Vehículos	Todos los Negocios	Vencimientos puntuales con un máximo de 5 años	Flota de vehículos.

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, ésta coincide con el importe establecido como última cuota.

## 22.2. Derechos de uso como arrendador

### Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa no tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero donde actúe como arrendador.

### Arrendamiento operativo

A 31 de diciembre de 2025 los contratos de arrendamiento operativo en los que Endesa actúa como arrendador son, entre otros, los que tiene formalizados Endesa Energía, S.A.U. relativos a contratos con terceros correspondientes, fundamentalmente, a productos y servicios de valor añadido.



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los cobros futuros derivados de los contratos de arrendamiento operativo son los siguientes:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Menos de un Año	4	3
Entre Uno y Dos Años	4	3
Entre Dos y Tres Años	4	2
Entre Tres y Cuatro Años	3	2
Entre Cuatro y Cinco Años	2	2
Más de Cinco Años	7	7
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>19</b>

El importe de las cuotas de arrendamiento reconocidas como ingreso en el ejercicio 2025 ha ascendido a 11 millones de euros (8 millones de euros en el ejercicio 2024) (véase Nota 10.1).

### 23. Inversiones inmobiliarias

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe que recoge aquellos terrenos e inmuebles que se estima que no se recuperarán en el curso ordinario de los negocios que constituyen el objeto social de Endesa han sido los siguientes:

Miliones de Euros	Terrenos	Construcciones	TOTAL
Coste	5	4	9
Amortización Acumulada	-	(1)	(1)
Pérdidas por Deterioro	(2)	(2)	(4)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>
<b>Total Variaciones</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Coste	5	4	9
Amortización Acumulada	-	(1)	(1)
Pérdidas por Deterioro	(2)	(2)	(4)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2025</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>

Miliones de Euros	Terrenos	Construcciones	TOTAL
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	-	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(73)	(1)	(74)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>	<b>67</b>	<b>2</b>	<b>69</b>
Inversiones	8	-	8
/(Dotación) / Reversión Pérdidas por Deterioro <sup>(1)</sup>	10 <sup>(1)</sup>	-	10
Bajas por Ventas	(51)	(1)	(52)
Trasposos a Activos no Corrientes Mantenido para la Venta	(37)	-	(37)
<b>Total Variaciones</b>	<b>(64)</b>	<b>(1)</b>	<b>(65)</b>
Coste	5	4	9
Amortización Acumulada	-	(1)	(1)
Pérdidas por Deterioro	(2)	(2)	(4)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>

(1) Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del inmueble donde estaba situada la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. y sus terrenos anexos situados en Palma de Mallorca como consecuencia de las tasaciones realizadas por terceros.

Con fecha 29 de octubre de 2024 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. acordó autorizar, por un lado, la firma de un acuerdo transaccional de Edistribución Redes Digitales, S.L.U. con el Ayuntamiento de Palma, que implicaba la venta de una de las fincas clasificadas en este epígrafe de «Inversiones Inmobiliarias», la compensación parcialmente de los daños patrimoniales sufridos por Endesa y la finalización de los procedimientos judiciales que estaban siendo tramitados entre las partes, y por otro lado, la comercialización del resto de fincas propiedad de Endesa y que también están registradas en el epígrafe de «Inversiones Inmobiliarias».

Como consecuencia de dicha decisión, Endesa registró los siguientes hechos económicos:

- En el marco del acuerdo transaccional con el Ayuntamiento de Palma se reconocieron en el ejercicio 2024 costes de urbanización por importe de 8 millones de euros en el epígrafe «Inversiones Inmobiliarias».



- Con fecha 30 de diciembre de 2024 se procedió a la venta de uno de los terrenos por un importe total, neto de costes de la operación, igual a 62 millones de euros registrándose la baja en el epígrafe de «*Inversiones Inmobiliarias*» por el valor neto contable de 52 millones de euros y una plusvalía neta por importe de 10 millones de euros, registrada en el epígrafe «*Otros Resultados*». Del precio de venta se cobró el 20 % del total en la fecha de la operación, quedando pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2024 el 80 % restante, por importe de 51 millones de euros. A 31 de diciembre de 2025 se ha cobrado el importe pendiente.
- Se reclasificó el valor neto contable del resto de terrenos registrados en este epígrafe de «*Inversiones Inmobiliarias*» al epígrafe «*Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas*», cuyo importe a 31 de diciembre de 2024 ascendía a 37 millones de euros, y el valor contable de las provisiones vinculadas a dichos activos también se reclasificó al epígrafe «*Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas*» por un importe total de 17 millones de euros (véase Nota 35).
- Por último, con fecha 24 de febrero de 2025 Edistribución Redes Digitales, S.L.U., ha formalizado la compraventa al Ayuntamiento de Palma de Mallorca, de 3 fincas resultantes del Proyecto de Cooperación de la Unidad de Ejecución 71-03 Sector Llevant Façana Marítima, que, a 31 de diciembre de 2024, estaban presentadas en los epígrafes de «*Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas*» y «*Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas*» por un importe de 28 millones de euros y 17 millones de euros, respectivamente, generando un resultado no significativo (véase Nota 35).

### 23.1. Otra información

#### Seguros

Endesa tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Durante el ejercicio 2025, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación con los seguros que tiene formalizados.

#### Otra información

Para determinar el valor de mercado razonable de las inversiones inmobiliarias se solicitan valoraciones a expertos independientes reconocidos oficialmente que realizan su mejor estimación de valor teniendo en cuenta el mayor y mejor uso del inmueble conforme a su situación urbanística y al estado de conservación actual del mismo, en caso de construcciones. A 31 de diciembre de 2025 el valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 5 millones de euros (6 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

Las inversiones inmobiliarias, excluidos los terrenos, se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil. La vida útil media de dichas inversiones inmobiliarias es de 50 años. A 31 de diciembre de 2025 y 2024 ninguna de las inversiones inmobiliarias con un importe significativo se encontraba totalmente amortizada.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existían restricciones para su realización.

Los importes registrados como gastos directos en el Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2025 y 2024 relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora por importe significativo.



## 24. Activo intangible

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Aplicaciones Informáticas	Concesiones	Costes de Captación	Otros	TOTAL
Coste	2.398	65	1.151	1.065	4.709
Amortización Acumulada	(1.906)	(35)	(720)	(437)	(3.098)
Pérdidas por Deterioro	-	(4)	-	(71)	(75)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>492</b>	<b>26</b>	<b>431</b>	<b>587</b>	<b>1.536</b>
Incorporación / (Reducción) de Sociedades (Notas 7 y 8)	-	-	-	41	41
Inversiones (Nota 24.1)	113	-	212	60	385
Dotaciones	(136)	(2)	(244)	(147)	(529)
Amortización (Nota 16.1)	(137)	(2)	(244)	(47)	(430)
Pérdidas por Deterioro (Nota 16.1)	(2)	-	-	(100)	(102)
Bajas	-	-	-	(1)	(1)
Traspasos y otros	-	-	-	(5)	(5)
<b>Total Variaciones</b>	<b>(26)</b>	<b>(2)</b>	<b>(32)</b>	<b>(52)</b>	<b>(112)</b>
Coste	2.513	65	1.363	1.142	5.083
Amortización Acumulada	(2.045)	(37)	(964)	(436)	(3.482)
Pérdidas por Deterioro	(2)	(4)	-	(171)	(177)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2025</b>	<b>466</b>	<b>24</b>	<b>399</b>	<b>535<sup>(1)</sup></b>	<b>1.424</b>

(1) Incluye, principalmente, las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas y las carteras de clientes adquiridas por importe de 507 millones de euros y 9 millones de euros, respectivamente.

Miliones de Euros

	Aplicaciones Informáticas	Concesiones	Costes de Captación	Otros	TOTAL
Coste	2.298	65	918	1.084	4.365
Amortización Acumulada	(1.766)	(33)	(522)	(389)	(2.713)
Pérdidas por Deterioro	-	(4)	-	(2)	(6)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>	<b>529</b>	<b>28</b>	<b>396</b>	<b>693</b>	<b>1.646</b>
Inversiones (Nota 24.1)	92	-	233	55	380
Dotaciones	(136)	(2)	(198)	(148)	(484)
Amortización (Nota 16.1)	(136)	(2)	(198)	(47)	(383)
Pérdidas por Deterioro (Nota 16.1)	-	-	-	(101)	(101)
Bajas	-	-	-	(3)	(3)
Traspasos y otros	9	-	-	(10)	(1)
<b>Total Variaciones</b>	<b>(37)</b>	<b>(2)</b>	<b>35</b>	<b>(106)</b>	<b>(110)</b>
Coste	2.398	65	1.151	1.065	4.709
Amortización Acumulada	(1.906)	(35)	(720)	(437)	(3.098)
Pérdidas por Deterioro	-	(4)	-	(71)	(75)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>492</b>	<b>26</b>	<b>431</b>	<b>587<sup>(1)</sup></b>	<b>1.536</b>

(1) Incluye, principalmente, las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas y las carteras de clientes adquiridas por importe de 563 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente.



## 24.1. Principales inversiones y desinversiones

### 24.1.1. Principales inversiones

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas es el siguiente:

Miliones de Euros

Actividad   Segmento	Inversiones Intangibles		
	2025	2024	
<b>Generación y Comercialización</b> 	<b>347</b>	<b>355</b>	
Generación Convencional 	13	12	• Incluye inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT).
Generación Renovable 	62	52	• Incluye principalmente inversiones orientadas a alcanzar los objetivos estratégicos de descarbonización en sistemas e instalaciones de producción de electricidad de fuentes renovables.
Comercialización 	272	291	• Corresponden, principalmente, a activación de los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes por importe de 217 millones de euros. • Además, incluye inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de acuerdo con la estrategia de digitalización y electrificación de la demanda por importe de 60 millones de euros.
Distribución 	26	14	• Corresponde a inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de acuerdo con la estrategia de digitalización de redes más eficientes.
Estructura y Otros <sup>(1)</sup> 	12	11	• Incluye, principalmente, inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT).
<b>TOTAL</b>	<b>385<sup>(2)</sup></b>	<b>380</b>	

(1) Estructura, Servicios y Ajustes.

(2) No incluye la adquisición de E-Generación Hidráulica, S.L.U. y Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») que se incorporan como parte de la Combinación de Negocios (véase Nota 8).

### 24.1.2. Principales desinversiones

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido bajas por importe significativo en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.

## 24.2. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los compromisos de adquisición de activos intangibles, que corresponden, fundamentalmente, a aplicaciones informáticas, es el siguiente:



Miliones de Euros

Actividad   Segmento	Compromisos de Adquisición <sup>(1)</sup>	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Generación y Comercialización 	4	10
Distribución 	4	2
Estructura y Otros <sup>(2)</sup> 	5	13
<b>TOTAL</b>	<b>13</b>	<b>25</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025 y 2024 están comprometidos con Empresas del Grupo 4 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente (véase Nota 48.1.2). Ninguno de estos importes está comprometido con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos.

(2) Estructura, Servicios y Ajustes.

A 31 de diciembre de 2025 el desglose por años de los compromisos de adquisición de activos intangibles es el siguiente:

Miliones de Euros	Compromisos de Adquisición
2026	13
2027 - 2028	-
2029 - 2030	-
<b>TOTAL</b>	<b>13</b>

Endesa prevé cumplir estos compromisos mediante recursos generados internamente y alternativas de financiación corporativas a través de operaciones bancarias y emisiones en los mercados de capitales.

### 24.3. Test de deterioro

En los ejercicios 2025 y 2024 se ha registrado en ese epígrafe la dotación de pérdidas por deterioro, por importe total neto de 100 millones de euros y 101 millones de euros, respectivamente, correspondientes a varios proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión de la Compañía (véanse Notas 3.2e.4, 16.1 y 21.3).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el valor recuperable de estos activos asciende a 0 millones de euros.

La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2e.

### 24.4. Otra información

A 31 de diciembre de 2025 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 314 millones de euros (318 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).



## 25. Fondo de comercio

A 31 de diciembre de 2025 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Miliones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Combinaciones de Negocios <sup>(Nota 8)</sup>	Saldo a 31 de diciembre de 2025
Enel Green Power España, S.L.U. <sup>(1)</sup>	296	-	296
Endesa Generación, S.A.U. <sup>(1)</sup>	-	125	125
Eléctrica del Ebro, S.A.U. <sup>(2)</sup>	2	-	2
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A. <sup>(2)</sup>	21	-	21
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») <sup>(1)</sup>	-	20	20
Actividad de Sistemas y Telecomunicaciones (ACT) <sup>(3)</sup>	143	-	143
<b>TOTAL</b>	<b>462</b>	<b>145</b>	<b>607</b>

(1) Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (véase Nota 9.2).

(2) Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véase Nota 9.2).

(3) Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (85 millones de euros), Distribución (74 millones de euros) y Endesa, S.A. (4 millones de euros) (véase Nota 9.2).

La totalidad de estos fondos de comercio corresponde al área geográfica de España.

### 25.1. Otra información

#### Test de deterioro

A 31 de diciembre de 2025 Endesa ha evaluado la recuperabilidad de estos fondos de comercio, para lo cual ha realizado un test de deterioro sobre las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que dichos activos han sido asignados, no poniéndose de manifiesto ninguna pérdida por deterioro.

La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2e.

## 26. Activos y pasivos por impuesto diferido

### 26.1. Activos y pasivos por impuesto diferido

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el origen y movimiento de los impuestos diferidos de activo y pasivo registrados en ambos ejercicios, así como los activos y pasivos por impuesto diferido registrados que no resultan compensables, es el siguiente:

Miliones de Euros	Activos y Pasivos por Impuesto Diferido					
	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Incorporación / (Reducción) de Sociedades	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias <sup>(Nota 18)</sup>	(Cargo) / Abono Patrimonio <sup>(Nota 18)</sup>	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2025
<b>Activos por Impuestos Diferidos:</b>						
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	328	-	10	-	(2)	336
Provisiones para Prestaciones al Personal	214	-	4	-	1	219
Otras Provisiones	208	-	(12)	-	3	289
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	151	-	(12)	(22)	(9)	108
Bases Imponibles Negativas	141	-	30	-	1	172
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	11	-	-	-	33	44
Otros	168	1	41	-	(27)	183
<b>TOTAL</b>	<b>1.311</b>	<b>1</b>	<b>61</b>	<b>(22)</b>	<b>-</b>	<b>1.351</b>
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos:</b>						
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	619	136	(56)	-	3	702
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	118	-	-	20	(9)	129
Otros	310	1	(5)	-	4	310
<b>TOTAL</b>	<b>1.047</b>	<b>137</b>	<b>(61)</b>	<b>20</b>	<b>(2)</b>	<b>1.141</b>
<b>Activos por Impuestos Diferidos no Compensables</b>	<b>467</b>					<b>428</b>
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos no Compensables</b>	<b>203</b>					<b>218</b>
<b>Impuestos Diferidos Compensables</b>	<b>844</b>					<b>923</b>



Miliones de Euros

	Activos y Pasivos por Impuesto Diferido				Saldo a 31 de diciembre de 2024
	Saldo a 31 de diciembre de 2023	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 19)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 19)	Traspasos y otros	
<b>Activos por Impuestos Diferidos:</b>					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	361	(33)	-	-	328
Provisiones para Prestaciones al Personal	217	(2)	(10)	9	214
Otras Provisiones	342	(36)	-	(8)	298
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	414	(26)	(230)	(13)	151
Bases imponibles Negativas	72	69	-	-	141
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	21	(10)	-	-	11
Otros	181	(25)	-	12	168
<b>TOTAL</b>	<b>1.608</b>	<b>(57)</b>	<b>(240)</b>	<b>-</b>	<b>1.311</b>
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos:</b>					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	630	(42)	-	31	619
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	306	(21)	(185)	16	116
Otros	372	(13)	-	(49)	310
<b>TOTAL</b>	<b>1.308</b>	<b>(76)</b>	<b>(185)</b>	<b>(2)</b>	<b>1.047</b>
<b>Activos por Impuestos Diferidos no Compensables</b>	<b>547</b>				<b>467</b>
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos no Compensables</b>	<b>247</b>				<b>203</b>
<b>Impuestos Diferidos Compensables</b>	<b>1.061</b>				<b>844</b>

La recuperación de los saldos de activos por impuesto diferido depende de la obtención de beneficios fiscales suficientes en el futuro. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que las previsiones de beneficios futuros de las distintas sociedades de Endesa cubren los necesarios para recuperar estos activos.

A 31 de diciembre de 2025 existen activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer por importe de 11 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

A 31 de diciembre de 2025 existen activos por impuesto diferido correspondientes a bases imponibles negativas susceptibles de compensación con futuros beneficios por importe de 172 millones de euros (141 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los activos por impuesto diferido correspondientes a las deducciones de cuota pendientes de aplicar con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas es el siguiente:

Miliones de Euros

Año	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
2027	9	-
2030	11	-
2031	13	-
2032	8	3
2033	3	-
2037	1	-
Sin Limite	2	8
<b>TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>11</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, no existen pasivos por impuesto diferido no registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado asociados a inversiones en dependientes, asociadas y entidades bajo control conjunto en las que Endesa pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.



## 26.2. Otra información

### Realización de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la estimación de realización de los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activos por Impuesto Diferido	1.351	1.311
Realizable en Un Año	317	202
Realizable a Más de Un Año	1.034	1.109
Pasivos por Impuesto Diferido	1.141	1.047
Realizable en Un Año	171	93
Realizable a Más de Un Año	970	954

## 27. Inversiones contabilizadas por el método de la participación y sociedades de operación conjunta

### 27.1. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Sociedades Asociadas	188	100
Negocios Conjuntos	92	97
<b>TOTAL</b>	<b>280</b>	<b>287</b>

La relación completa de las sociedades participadas en las que Endesa ejerce una influencia significativa se incluye en el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas. Dichas sociedades no tienen precios de cotización públicos.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen restricciones significativas impuestas sobre la capacidad de las sociedades asociadas o negocios conjuntos para transferir fondos a Endesa en forma de dividendos en efectivo, o reembolsar préstamos o anticipos realizados por Endesa (véase Nota 36.1.13).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos, así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2025 y 2024 se detallan en la Notas 29.1, 31, 42.1.1 y 48.2.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:



Miles de Euros

	Porcentaje % (1)	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Incorporación / (Exclusión) de Sociedades (1)	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de la Participación (Nota 18)	Dividendos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2025
<b>Sociedades Asociadas</b>		199	(27)	6	(4)	18	(4)	9	189
Ecogas, S.A. (En Liquidación)	41,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50,0	5	-	-	-	1	(3)	-	3
Gerona del Viento El Hierro, S.A.	23,2	6	-	-	-	4	-	-	10
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.	-	7	(27)	-	-	20	-	-	-
Cogemco Iberia, S.L.	20,0	5	-	-	-	(1)	-	1	5
Endesa X Way, S.L.	49,0	123	-	3	-	(5)	-	1	122
Otros	-	44	-	3	(4)	(1)	(1)	7	43
<b>Negocios Conjuntos</b>		97	(11)	1	(6)	17	(2)	(1)	92
Tejo Energía - Producción e Distribución de Energía Eléctrica, S.A.	43,7	6	-	-	(8)	0	-	(1)	5
Front Maritim del Besòs, S.L.	61,4	30	-	-	-	-	-	-	30
Nucleosur, S.A.	50,0	-	-	-	-	1	-	(1)	-
Energía Eléctrica de Tahaddart, S.A.	-	11	(11)	-	-	-	-	-	-
Suministradora Eléctrica de Cadiz, S.A.	33,5	8	-	-	-	1	(1)	-	8
Otros	-	42	-	1	-	7	(2)	1	49
<b>TOTAL</b>		287	(38)	7	(12)	35	(7)	8	280

(1) Porcentaje a 31 de diciembre de 2025.

Miles de Euros

	Porcentaje % (1)	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Incorporación / (Exclusión) de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de la Participación (Nota 18)	Dividendos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2024
<b>Sociedades Asociadas</b>		188	-	12	-	-	(8)	(5)	190
Ecogas, S.A. (En Liquidación)	41,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50,0	6	-	-	-	1	(1)	(1)	5
Gerona del Viento El Hierro, S.A.	23,2	7	-	-	-	(1)	-	-	6
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.	37,5	7	-	-	-	3	(2)	(1)	7
Cogemco Iberia, S.L.	20,0	6	-	-	-	-	-	(1)	5
Endesa X Way, S.L.	49,0	122	-	0	-	(5)	-	-	123
Otros	-	40	-	6	-	2	(2)	(2)	44
<b>Negocios Conjuntos</b>		85	-	1	-	11	(4)	4	97
Tejo Energía - Producción e Distribución de Energía Eléctrica, S.A.	43,7	5	-	-	-	-	-	1	6
Front Maritim del Besòs, S.L.	61,4	30	-	-	-	-	-	-	30
Nucleosur, S.A.	50,0	-	-	-	-	1	-	(1)	-
Energía Eléctrica de Tahaddart, S.A.	-	8	-	-	-	2	-	-	11
Suministradora Eléctrica de Cadiz, S.A.	33,5	8	-	-	-	1	(2)	-	8
Otros	-	34	-	1	-	7	(2)	2	42
<b>TOTAL</b>		273	-	13	-	11	(9)	(1)	287

(1) Porcentaje a 31 de diciembre de 2024.



## Sociedades Asociadas

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información de los Estados Financieros de las principales Sociedades Asociadas que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Miliones de Euros

	Estado de Situación Financiera											
	Eicogas, S.A. (En Liquidación)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.		Cogemil Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activo no Corriente	-	-	9	11	61	63	-	11	55	49	34	33
Activo Corriente	14	14	1	2	23	20	-	12	39	18	61	74
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	13	-	-	17	5	-	11	35	12	18	11
Otros Activos Corrientes	1	1	1	2	6	15	-	1	4	6	43	63
<b>Total Activo</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>84</b>	<b>67</b>	<b>95</b>	<b>107</b>
Patrimonio Neto	(118)	(115)	7	10	54	55	-	19	26	27	41	44
Pasivo no Corriente	129	129	2	2	28	26	-	3	58	29	5	4
Deuda Financiera no Corriente	-	129	1	1	-	-	-	-	57	29	2	2
Otros Pasivos no Corrientes	129	-	1	1	28	26	-	3	1	-	3	2
Pasivo Corriente	1	-	1	1	5	2	-	1	10	11	49	59
Deuda Financiera Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	8	7	-	-
Otros Pasivos Corrientes	1	-	1	1	5	2	-	1	2	4	49	59
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>84</b>	<b>67</b>	<b>95</b>	<b>107</b>

Miliones de Euros

	Estado del Resultado											
	Eicogas, S.A. (En Liquidación)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U.		Cogemil Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025 <sup>(1)</sup>	2024	2025	2024	2025	2024
Ingresos	-	-	5	5	7	-	8	10	12	14	56	53
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	-	-	(2)	(2)	(3)	-	(2)	(3)	(4)	(5)	(1)	(1)
Ingreso Financiero	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	-	-
Gasto Financiero	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(2)	-	-
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>(13)</b>	<b>(13)</b>
Impuesto sobre Sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
<b>Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>(10)</b>	<b>(10)</b>
<b>Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Otro Resultado Global	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-
<b>Resultado Global Total</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>(4)</b>	<b>(2)</b>	<b>(10)</b>	<b>(10)</b>

(1) Desde el 1 de enero de 2025 hasta el 31 de julio de 2025 (véase nota 7.1)

Dichos datos corresponden a la información de las sociedades individuales.

### Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»)

Con fecha 31 de julio de 2025 Enel Green Power España, S.L.U., ha adquirido el 62,5 % del capital social de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») sobre la que previamente mantenía una participación del 37,5 % por un importe de 45 millones de euros encontrándose pendientes de desembolso 2 millones de euros supeditados al cumplimiento de determinadas estipulaciones contractuales.

Como resultado de dicha transacción Endesa tomó el control de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha. El resultado neto generado, en la fecha de la toma de control, como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 37,5 % en Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») ha ascendido a 19 millones de euros (véase Nota 8).



## Endesa X Way, S.L.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, la conciliación del valor contable de la participación en Endesa X Way, S.L. con la información financiera de esta Sociedad es la siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Patrimonio Neto de la Sociedad</b>	<b>41</b>	<b>44</b>
Participación sobre el Patrimonio Neto (49 %)	20	21
Fondo de Comercio	102	102
<b>Inversión Contabilizada Método de la Participación</b>	<b>122</b>	<b>123</b>

## Negocios Conjuntos

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información de los Estados Financieros de los principales Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Miliones de Euros

	Estado de Situación Financiera										
	Tejo Energía - Producción e Distribución de Energía Eléctrica, S.A.		Front Maritim del Besòs, S.L.		Nucleonor, S.A.		Energie Electrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	
Activo no Corriente	21	22	-	-	-	-	-	-	4	56	50
Activo Corriente	58	77	123	123	34	34	-	-	42	18	20
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	35	53	-	-	5	3	-	-	29	11	18
Otros Activos Corrientes	23	24	123	123	19	21	-	-	13	5	4
<b>Total Activo</b>	<b>79</b>	<b>99</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>48</b>	<b>72</b>	<b>79</b>
Patrimonio Neto	40	55	123	122	13	10	-	-	33	36	36
Pasivo no Corriente	30	35	-	-	9	10	-	-	-	23	26
Deuda Financiera no Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4
Otros Pasivos no Corrientes	30	35	-	-	9	10	-	-	-	21	22
Pasivo Corriente	9	9	-	1	2	4	-	-	13	13	17
Deuda Financiera Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	7
Otros Pasivos Corrientes	9	9	-	1	2	4	-	-	13	7	10
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo</b>	<b>79</b>	<b>99</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>48</b>	<b>72</b>	<b>79</b>

Miliones de Euros

	Estado del Resultado									
	Tejo Energía - Producción e Distribución de Energía Eléctrica, S.A.		Front Maritim del Besòs, S.L.		Nucleonor, S.A.		Energie Electrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025 <sup>(1)</sup>	2024	2025	2024
Ingresos	7	3	-	-	12	13	12	45	15	14
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1)	(1)	-	-	-	-	(2)	(14)	(3)	(2)
Ingreso Financiero	-	-	-	-	1	1	-	1	-	-
Gasto Financiero	-	2	-	-	-	(1)	-	-	-	-
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
Impuesto sobre Sociedades	-	-	-	-	-	-	(2)	(4)	(2)	(2)
<b>Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Otro Resultado Global	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-
<b>Resultado Global Total</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

(1) Desde el 1 de enero de 2025 hasta el 29 de abril de 2025 (véase nota 7.3).

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos corresponden a la información de las sociedades individuales.



**Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.**

Con fecha 20 de mayo de 2025, los accionistas de la sociedad Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. han acordado el incremento del capital con cargo a prima de emisión y posteriormente la reducción de dicho capital de la sociedad con reembolso a los socios de sus aportaciones de acuerdo con su participación en la misma, correspondiendo a Endesa un importe de 8 millones de euros que ha sido totalmente cobrado (véase Nota 47.3).

**Front Maritim del Besòs, S.L.**

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, la conciliación del valor contable de la participación en Front Maritim del Besòs, S.L. con la información financiera de esta Sociedad es la siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Patrimonio Neto de la Sociedad</b>	<b>123</b>	<b>122</b>
Participación sobre el Patrimonio Neto (61.37 %)	75	75
Minusvalía <sup>(1)</sup>	(45)	(45)
<b>Inversión Contabilizada Método de la Participación</b>	<b>30</b>	<b>30</b>

(1) Eliminación del resultado generado en Endesa Generación, S.A.U. en proporción a su porcentaje de participación, por la aportación que realizó a la Sociedad de determinados terrenos que posee en el enclave de las Tres Chimeneas en Sant Adrià de Besòs (Barcelona).

**Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.**

Con fecha 29 de abril de 2025 Endesa Generación, S.A.U. ha formalizado la venta de su participación en el 32 % del capital social de Énergie Électrique de Tahaddart, S.A. por un importe total de 11 millones de euros. El resultado bruto generado por la venta de esta participación ha sido inferior a 1 millón de euros, negativo (véanse Notas 7.3, 18 y 47.2).

**Resto de Sociedades**

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información agregada de los Estados Financieros del resto de las participaciones en Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos individualmente no relevantes que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Miliones de Euros

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2025	2024	2025	2024
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	2	5	24	17
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	-	-	-
Otro Resultado Global	-	(2)	4	4
<b>Resultado Global Total</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>28</b>	<b>21</b>



## 27.2. Sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información de los Estados Financieros de las principales sociedades de Operación Conjunta que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Miliones de Euros

	Estado de Situación Financiera			
	Asociación Nuclear Asco-Vandellos II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activo no Corriente	103	98	5	6
Activo Corriente	69	82	2	2
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	11	-	1	1
Otros Activos Corrientes	58	82	1	1
<b>Total Activo</b>	<b>172</b>	<b>180</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
Patrimonio Neto	16	16	1	1
Pasivo no Corriente	48	50	-	-
Deuda Financiera no Corriente	-	-	-	-
Otros Pasivos no Corrientes	48	50	-	-
Pasivo Corriente	108	114	6	7
Deuda Financiera Corriente	-	-	2	2
Otros Pasivos Corrientes	108	114	4	5
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo</b>	<b>172</b>	<b>180</b>	<b>7</b>	<b>8</b>

Miliones de Euros

	Estado del Resultado			
	Asociación Nuclear Asco-Vandellos II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2025	2024	2025	2024
Ingresos	238	258	-	-
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	-	-	-	-
Ingreso Financiero	2	-	-	-
Gasto Financiero	(2)	1	-	-
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>(4)</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Impuesto sobre Sociedades	-	-	-	-
<b>Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas</b>	<b>(4)</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Otro Resultado Global</b>	<b>4</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Resultado Global Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Miliones de Euros

	2025	2024
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3	20
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	9	(20)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	-	-

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo, relacionado con las sociedades de Operación Conjunta.



## 28. Activos y pasivos de contratos con clientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado son los siguientes:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos de Contratos con Clientes	28.1	-	3	-	12
Pasivos de Contratos con Clientes	28.2	4.450	523	4.413	487

### 28.1. Activos no corrientes y corrientes de contratos con clientes

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguiente:

Millones de Euros			
		2025 <sup>(1)</sup>	2024 <sup>(1)</sup>
<b>Saldo Inicial</b>		<b>12</b>	<b>4</b>
Bajas		(61)	(46)
Imputación a Resultados		52	54
<b>Saldo Final</b>		<b>3</b>	<b>12</b>

(1) Importe neto, incluye la corrección de valor por importe de 3 millones de euros en ambos ejercicios (véase Nota 42.1.3).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los activos corrientes de contratos con clientes corresponden, principalmente, a contratos de ejecución de obras formalizados entre Endesa Ingeniería, S.L.U. y Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) que estarán en vigor hasta el año 2028.

A 31 de diciembre de 2025 Endesa tiene formalizados compromisos futuros de prestación de servicios por importe de 37 millones de euros ligados a los contratos de ejecución de obras formalizados con Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) (19 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 49).

### 28.2. Pasivos no corrientes y corrientes de contratos con clientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de los pasivos no corrientes de contratos con clientes del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Instalaciones Cedidas de Clientes y Derechos por Acometidas de Extensión	Otros Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	TOTAL
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>	<b>4.279</b>	<b>69</b>	<b>4.348</b>
Altas	246	19	265
Traspasos a Corto Plazo y otros	(195)	(5)	(200)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>4.330</b>	<b>83</b>	<b>4.413</b>
Altas	261	2	263
Traspasos a Corto Plazo y otros	(216)	(10)	(226)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2025</b>	<b>4.375</b>	<b>75</b>	<b>4.450</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento de los pasivos corrientes de contratos con clientes del Estado de Situación Financiera Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Saldo Inicial</b>		<b>487</b>	<b>427</b>
Imputación a Resultados	10.2	(217)	(187)
Traspasos y otros		253	247
<b>Saldo Final</b>		<b>523</b>	<b>487</b>



## 29. Otros activos financieros no corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros							
	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto	Trasposos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación	Saldo a 31 de diciembre de 2025
Préstamos y Partidas a Cobrar	846	96	(59)	-	(191)	-	692
Instrumentos de Patrimonio	8	-	-	-	-	(1)	7
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	-	-	-	21	-	(4)
<b>TOTAL</b>	<b>829</b>	<b>96</b>	<b>(59)</b>	<b>-</b>	<b>(171)</b>	<b>-</b>	<b>695</b>

Millones de Euros							
	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto	Trasposos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación	Saldo a 31 de diciembre de 2024
Préstamos y Partidas a Cobrar	679	108	(27)	-	86	-	846
Instrumentos de Patrimonio	8	-	-	-	-	-	8
Corrección de Valor por Deterioro	(24)	(1)	-	-	-	-	(25)
<b>TOTAL</b>	<b>663</b>	<b>107</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>	<b>86</b>	<b>-</b>	<b>829</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el desglose de los otros activos financieros no corrientes, por vencimientos, es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Entre más de Uno y Tres Años	127	241
Entre Tres y Cinco Años	37	50
Más de Cinco Años	531	538
<b>TOTAL</b>	<b>695</b>	<b>829</b>

### 29.1. Préstamos y otras partidas a cobrar

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de préstamos y otras cuentas a cobrar es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	8	11	117
Fianzas y Depósitos	39	430	433
Créditos al Personal		80	78
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	31, 42.1.1 y 48.2	61	66
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	6	44	73
Garantías Financieras Registradas en Activo	3.2o, 8, 31 y 36.1.12	50	49
Otros Activos Financieros		16	30
Corrección de Valor <sup>(1)</sup>	42.1.3	(3)	(23)
<b>TOTAL</b>		<b>609</b>	<b>823</b>

(1) Incluye 2 millones de euros de corrección de valor de Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta en ambos ejercicios.

#### Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el epígrafe «Fianzas y Depósitos» incluye, fundamentalmente, las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en la fecha de contratación como garantía del suministro eléctrico y que están, a su vez, registrados en el epígrafe «Otros Pasivos no Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado, ya que fueron depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España (véase Nota 39).



### Retribución a la inversión en energías renovables

A 31 de diciembre de 2025 este epígrafe incluye, de acuerdo con el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, los importes positivos netos, que ascienden a 44 millones de euros, generados en el semiperíodo actual y en semiperíodos anteriores por el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado (73 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véanse Notas 6, 31 y 40).

### Garantías financieras registradas en activo

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 este epígrafe corresponde a las garantías financieras inmovilizadas para poder operar en los mercados organizados a los que Endesa acude para contratar sus instrumentos financieros derivados.

### Créditos a empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los créditos concedidos a Sociedades Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, corrientes y no corrientes, y sus vencimientos son los siguientes:

Miliones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2025	Vencimiento Corriente 2026 <sup>(Nota 31)</sup>	Vencimiento no Corriente					TOTAL
			2027	2028	2029	2030	Siguientes	
En Euros	79	18	55	-	-	-	6	61
En Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>48.2</b>	<b>79</b>	<b>18</b>	<b>55</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>61</b>

Miliones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Vencimiento Corriente 2025 <sup>(Nota 31)</sup>	Vencimiento no Corriente					TOTAL
			2026	2027	2028	2029	Siguientes	
En Euros	77	11	59	-	-	7	-	65
En Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>48.2</b>	<b>77</b>	<b>11</b>	<b>59</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>66</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el tipo de interés medio de estos créditos ha sido del 5,0 % y 5,1 %, respectivamente.

### 29.2. Instrumentos de patrimonio

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, esta categoría incluye los instrumentos de patrimonio que corresponden a participaciones en otras empresas, netas de deterioro, por importe de 6 millones de euros.

El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

### 30. Otros activos no corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Retribución de la Actividad de Distribución	8	497	391
Otros Activos <sup>(1)</sup>		101	98
Corrección de Valor	42.1.3	(3)	(3)
<b>TOTAL</b>		<b>595</b>	<b>486</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025 incluye el saldo contable del superávit por la diferencia entre el pasivo actuarial y el valor de mercado de los activos afectos de los planes de pensiones de prestación definida de Endesa por importe de 60 millones de euros (71 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 36.1).



### 31. Otros activos financieros corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	8	300	201
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	8	474	247
Créditos al Personal		15	14
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	29, 42.1.1 y 48.2	19	11
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	8	17	-
Garantías Financieras Registradas en Activo	36.1.12	55	302
Otros Activos Financieros		34	200
Corrección de Valor	42.1.3	(21)	(1)
<b>TOTAL</b>		<b>892</b>	<b>974</b>

El valor razonable de estos activos financieros no difiere sustancialmente del valor contabilizado en libros.

#### Garantías financieras registradas en activo

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 este epígrafe corresponde a las garantías financieras inmovilizadas por importe de 55 millones de euros y 302 millones de euros, respectivamente, para poder operar en los mercados organizados a los que Endesa acude para contratar sus instrumentos financieros derivados.

#### Retribución a la inversión en energías renovables

A 31 de diciembre de 2025 este epígrafe incluye, de acuerdo con el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, los importes positivos netos, que ascienden a 17 millones de euros, generados en el semiperíodo actual y en semiperíodos anteriores por el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, que se recuperaran a lo largo del ejercicio 2026 (véanse Notas 6, 29 y 40).

### 32. Existencias

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Materias Energéticas:</b>		<b>737</b>	<b>739</b>
Carbón		1	0
Combustible Nuclear		451	360
Fuel		102	110
Gas		183	257
Otras Existencias		390	367
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )		799	694
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales		139	52
Corrección de Valor		(15)	(21)
<b>TOTAL</b>		<b>2.050</b>	<b>1.831</b>

#### 32.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Durante los ejercicios 2025 y 2024 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de 2024 y 2023, que han supuesto una baja por importe de 725 millones de euros y 927 millones de euros, respectivamente (10 millones de toneladas y 12 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2025 la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) incluida en el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera



Consolidado es igual a 822 millones de euros (716 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 38.3).

### 32.2. Garantías de origen y otros certificados ambientales

Durante los ejercicios 2025 y 2024 se ha efectuado la redención de las garantías de origen de 2024 y 2023, que han supuesto una baja por importe de 30 millones de euros y 148 millones de euros, respectivamente (27.840 GWh y 26.255 GWh, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2025 la provisión por derechos a entregar Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales incluida en el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 63 millones de euros (58 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 38.3).

### 32.3. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2025 el importe de los compromisos de compras de existencias asciende a 12.703 millones de euros (18.252 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «take or pay», siendo el detalle como sigue:

	Compromisos Futuros de Compra a 31 de diciembre de 2025 <sup>(1)</sup>						TOTAL
	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	
2026	286	-	221	617	1.471	18	2.613
2027 - 2028	30	-	178	-	3.621	-	3.829
2029 - 2030	-	-	70	-	3.199	-	3.269
2031 - 2035	-	-	19	-	2.409	-	2.428
2036 - 2040	-	-	2	-	562	-	564
<b>TOTAL</b>	<b>316</b>	<b>-</b>	<b>490</b>	<b>617</b>	<b>11.262</b>	<b>18</b>	<b>12.703</b>

(1) Ninguno de estos importes corresponde a Sociedades Asociadas, Negocios Conjuntos o Empresas del Grupo.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la cifra de compromisos de adquisición de existencias incluye el compromiso de adquisición de gas para los contratos formalizados en el ejercicio 2014 con Corpus Christi Liquefaction, LLC, parte de los cuales están garantizados por Enel, S.p.A. (véase Nota 48.1.2).

Respecto a los contratos que contienen cláusulas «take or pay», en el contexto actual, las previsiones indican que Endesa seguirá consumiendo las existencias determinadas en dichos contratos.

Endesa prevé cumplir estos compromisos mediante recursos generados internamente y alternativas de financiación corporativas a través de operaciones bancarias y emisiones en los mercados de capitales.

### 32.4. Otra información

#### Corrección de valor

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han registrado deterioros de existencias por importe significativo en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.

#### Seguros

Endesa tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetas las existencias, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

Durante el ejercicio 2025, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación con los seguros que tiene formalizados.

#### Otra información

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía de cumplimiento de deudas.



### 33. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores</b>	42	<b>4.125</b>	<b>4.194</b>
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios		3.541	4.005
Cientes por Ventas de Electricidad		2.704	3.058
Cientes por Ventas de Gas		589	657
Cientes por otras Operaciones		200	242
Cientes Empresas del Grupo y Asociadas	48.1.3 y 48.2	48	49
Otros Deudores		1.058	757
Retribución de la Actividad de Distribución		525	347
Otros Deudores Terceros		422	372
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	48.1.3 y 48.2	111	38
Corrección de Valor	42.1.3	(474)	(566)
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios		(423)	(486)
Otros Deudores		(51)	(81)
<b>Activos por Impuestos</b>		<b>576</b>	<b>684</b>
Impuesto sobre Sociedades Corriente		337	265
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		115	374
Otros Impuestos		124	45
<b>TOTAL</b>		<b>4.701</b>	<b>4.878</b>

Los saldos incluidos en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado, con carácter general, no devengan intereses.

Durante los ejercicios 2025 y 2024, Endesa no ha tenido, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que individualmente represente el 10 % o más de sus ingresos.

#### Energía suministrada a clientes pendiente de facturar

Al no coincidir el periodo habitual de lectura de contadores con el cierre del ejercicio, Endesa realiza una estimación de las ventas a clientes realizadas por sus sociedades comercializadoras Endesa Energía, S.A.U., Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U. y Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., que se encuentran pendientes de facturación.

A 31 de diciembre de 2025, los saldos acumulados por las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar a cliente final se incluyen en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar» del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto ascienden a 1.267 millones de euros y 264 millones de euros, respectivamente (1.400 millones de euros y 376 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2024).

A 31 de diciembre de 2025 ninguno de los posibles escenarios previsibles de las estimaciones de los componentes clave descritos en la Nota 3.2f.1 daría como resultado un cambio significativo en el ingreso asociado a las ventas no facturadas.

#### Periodo medio de cobro

Durante el ejercicio 2025 el periodo medio de cobro a clientes ha sido de 42 días (50 días en el ejercicio 2024) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

#### Otra información

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.



### 34. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Efectivo en Caja y Bancos	145	78
Otros Equivalentes de Efectivo	50	762
<b>TOTAL</b>	<b>195</b>	<b>840</b>

Las inversiones de tesorería a corto plazo vencen en un plazo inferior a 3 meses desde su fecha de adquisición. A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el epígrafe «Otros Equivalentes de Efectivo» incluye depósitos formalizados que devengan un tipo de interés de mercado por importe total de 50 millones de euros y 762 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado por tipo de moneda es el siguiente:

Millones de Euros		
	Moneda	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Euro	195	838
Dólar Estadounidense (USD)	-	1
Libra Esterlina (GBP)	-	1
<b>TOTAL</b>	<b>195</b>	<b>840</b>

#### Otra información

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen colocaciones en deuda soberana.

A 31 de diciembre de 2025 el saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluye 4 millones de euros correspondientes a la cuenta de reserva del servicio de la deuda constituida por determinadas filiales de renovables de Endesa en virtud de las operaciones de préstamos suscritas para la financiación de proyectos (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 42.4.3).

### 35. Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros					
	31 de diciembre de 2024	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Bajas	Perdidas por Deterioro	31 de diciembre de 2025
<b>ACTIVO</b>					
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>37</b>	<b>20</b>	<b>(28)</b>	<b>(1)</b>	<b>28</b>
Inmovilizado Material	-	20	-	-	20
Inversiones Inmobiliarias	37	-	(28)	(1)	8
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>37</b>	<b>20</b>	<b>(28)</b>	<b>(1)</b>	<b>28</b>
<b>PASIVO</b>					
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>15</b>
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	17	15	(17)	-	15
Proveedores y otros Acreedores	17	15	(17)	-	15
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>15</b>



Millones de Euros

	31 de diciembre de 2023	Traspos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta <sup>(véase Nota 23)</sup>	31 de diciembre de 2024
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	-	37	37
Inversiones Inmobiliarias	-	37	37
<b>TOTAL ACTIVO</b>	-	37	37
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	-	17	17
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	-	17	17
Proveedores y otros Acreedores	-	17	17
<b>TOTAL PASIVO</b>	-	17	17

En el ejercicio 2025 Endesa Generación, S.A.U. ha reclasificado a «Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y de actividades interrumpidas» el valor neto contable de una finca ubicada en San Roque (Cádiz), junto con el importe de la provisión asociada a dicho activo. Dicha reclasificación se ha realizado en virtud del acuerdo de compraventa formalizado entre Endesa y un tercero para la transmisión de la citada finca (véanse Notas 21 y 38.3).

Asimismo, con fecha 24 de febrero de 2025, Edistribución Redes Digitales, S.L.U. formalizó la compraventa al Ayuntamiento de Palma de Mallorca, de 3 fincas resultantes del Proyecto de Cooperación de la Unidad de Ejecución 71-03 Sector Llevant Façana Marítima generando un resultado no significativo (véase Nota 23).

### 36. Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante</b>	36.1	<b>8.522</b>	<b>8.110</b>
Capital Social	36.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	36.1.2	89	89
Reserva Legal	36.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	36.1.4	404	404
Otras Reservas	36.1.5	100	100
(Acciones en Patrimonio Propias)	36.1.8	(526)	(4)
Beneficio Retenido	36.1.9	7.583	6.705
Dividendo a Cuenta	36.1.10	(519)	(526)
Otros Instrumentos de Patrimonio Neto		5	5
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	36.1.7	(156)	(157)
Ajustes por Cambio de Valor		14	(114)
Diferencias de Conversión		-	-
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	36.1.6	14	(114)
<b>Total Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes</b>	36.2	<b>1.089</b>	<b>943</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>		<b>9.611</b>	<b>9.053</b>

#### 36.1. Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante

##### 36.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2025 el capital social de Endesa, S.A. asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal, totalmente suscritas y desembolsadas, que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. Esta cifra no ha sufrido ninguna variación en los ejercicios 2025 y 2024.

A 31 de diciembre de 2025 y a 31 de diciembre de 2024, el número de acciones que el Grupo Enel posee de Endesa, S.A., a través de Enel Iberia, S.L.U., representa a efectos mercantiles el 70,1 % de su capital social.

A esas mismas fechas, ningún otro accionista ostentaba acciones que representasen más del 10 % del capital social de Endesa, S.A.



#### 36.1.2. Prima de emisión

La prima de emisión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad. El artículo 303 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

No obstante, a 31 de diciembre de 2025, 28 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (29 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

#### 36.1.3. Reserva legal

De acuerdo con el artículo 274 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, cada año debe destinarse el 10 % del beneficio del ejercicio a dotar la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20 % del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10 % del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20 % del capital social, esta reserva solo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, Endesa, S.A. tenía dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

#### 36.1.4. Reserva de revalorización

El saldo del epígrafe «Reserva de Revalorización» se ha originado por la revalorización de activos practicada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio.

Los activos objeto de estas actualizaciones fueron aportados el 1 de enero de 2000 a las empresas correspondientes como consecuencia del proceso de reordenación societaria llevado a cabo por Endesa, S.A.

El saldo de esta reserva puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar resultados contables negativos, tanto los acumulados de ejercicios anteriores como los del propio ejercicio, o los que puedan producirse en el futuro, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición. Podrá destinarse a reservas de libre disposición siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

No obstante, a 31 de diciembre de 2025, 165 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (179 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

#### 36.1.5. Otras reservas

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 este epígrafe incluye, fundamentalmente, la reserva por capital amortizado por importe de 102 millones de euros, que ha sido dotada de conformidad con el artículo 335 de la Ley de Sociedades de Capital, que establece que, cuando la reducción se realice con cargo a beneficios o a reservas libres o por vía de amortización de acciones adquiridas por la Sociedad a título gratuito, el importe del valor nominal de las acciones amortizadas o el de la disminución del valor nominal de las acciones deberá destinarse a una reserva de la que solo será posible disponer con los mismos requisitos que los exigidos para la reducción del capital social.



### 36.1.6. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento producido en esta reserva es el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024	Variación en el Perímetro	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2025
Operaciones de Cobertura	(104)	-	(19)	145	-	22
Derivados de Tipo de Interés	12	-	6	(4)	-	17
Derivados de Tipo de Cambio	67	-	(132)	15	-	(50)
Derivados de Materias Energéticas	(183)	-	104	134	-	55
Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	(19)	-	2	-	-	(8)
<b>TOTAL</b>	<b>(114)</b>	<b>-</b>	<b>(17)</b>	<b>145</b>	<b>-</b>	<b>14</b>

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2023	Variación en el Perímetro	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2024
Operaciones de Cobertura	(244)	-	(248)	388	-	(104)
Derivados de Tipo de Interés	28	-	4	(20)	-	12
Derivados de Tipo de Cambio	(11)	-	121	(43)	-	67
Derivados de Materias Energéticas	(261)	-	(373)	451	-	(183)
Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	(11)	-	-	1	-	(10)
<b>TOTAL</b>	<b>(255)</b>	<b>-</b>	<b>(248)</b>	<b>389</b>	<b>-</b>	<b>(114)</b>

### 36.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los importes registrados en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 38.1).

### 36.1.8. Acciones en patrimonio propias

#### Programa Marco de recompra de acciones propias

El Consejo de Administración de Endesa, S.A., en sesión celebrada el 26 de marzo de 2025, ha aprobado un «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias» por un importe máximo de 2.000 millones de euros (sin perjuicio de la posibilidad de suspenderlo o finalizarlo anticipadamente si concurrieran circunstancias que así lo aconsejaran) para su ejecución en varios tramos hasta el 31 de diciembre de 2027.

A tal efecto, el Consejo de Administración de Endesa, S.A. ha aprobado los 3 primeros tramos del Programa Marco:

- El primer tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias» es el Programa Temporal de Recompra de Acciones de acuerdo con el plan de entrega de acciones para los empleados («Programa de Retribución Flexible en Acciones») aprobado en el Consejo de Administración de la Sociedad celebrado el 25 de febrero de 2025. La duración de dicho Programa ha estado comprendida entre el 28 de marzo y el 14 de abril de 2025.

En el marco del citado Programa, en el ejercicio 2025 Endesa, S.A. ha adquirido 698.426 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 17 millones de euros, de las cuales, a 31 de diciembre de 2025, permanece 1 acción en poder de la Sociedad Dominante.

- El segundo tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias» por un importe monetario máximo de 500 millones de euros ha sido aprobado en el Consejo de Administración de la Sociedad celebrado el 8 de abril de 2025 con el propósito de reducir el capital social de Endesa, S.A. mediante la amortización de un máximo de 104.558.375 acciones propias (9,87 % del capital social).

Con fecha 13 de octubre de 2025 la Compañía ha acordado anticipar la finalización del segundo tramo del Programa Marco de recompra de acciones propias de conformidad con los términos acordados con la entidad financiera a través de la cual se ha ejecutado dicho segundo tramo. El número total de acciones compradas en el segundo tramo ha ascendido a 17 millones de acciones por un valor de 442 millones de euros, lo que representa el 88,5 % del importe máximo previsto para este tramo, y el 1,6 % del capital social.



- El tercer tramo del «Programa Marco de Recompra de Acciones Propias» por un importe monetario máximo de 500 millones de euros ha sido aprobado en el Consejo de Administración de la Sociedad celebrado el 13 de octubre de 2025 con el propósito de reducir el capital social de Endesa, S.A. mediante la amortización de un máximo de 104.558.375 acciones propias (9,87 % del capital social). A 31 de diciembre de 2025 el número total de acciones compradas en el tercer tramo ha ascendido a 2,8 millones de acciones por un valor de 83 millones de euros, lo que representa el 16,6 % del importe máximo previsto para este tramo, y el 0,3 % del capital social.

En el marco del segundo y tercer tramo del citado Programa, en el ejercicio 2025, Endesa, S.A. ha adquirido un total de 19.776.452 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 525 millones de euros, de las cuales, a 31 de diciembre de 2025, permanecen la totalidad de las mismas en poder de la Sociedad Dominante.

#### Planes de Incentivo Estratégico

Endesa, S.A. tiene acciones en autocartera con el objetivo de dar cobertura a los Planes de Retribución variable a largo plazo vigentes que incluyen como parte del pago del Incentivo Estratégico la entrega de acciones (véase Nota 48.3). La compra de estas acciones se ha llevado a cabo mediante Programas Temporales de Recompra de Acciones.

Mediante la ejecución de dichos Programas, Endesa, S.A. adquirió un total de 232.538 acciones propias en ejercicios anteriores, de las cuales 33.442 acciones ya fueron entregadas a los partícipes en ejercicios anteriores. Con fecha 30 de septiembre de 2025 Endesa, S.A. ha pagado el 70 % y el 30 % correspondiente a la consecución de los objetivos de la retribución a largo plazo devengada en los ejercicios anteriores por el «Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023» y el «Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024», respectivamente, lo que ha supuesto la entrega a las personas beneficiarias de dichos planes de 30.416 acciones ordinarias de Endesa, S.A. por un importe de 1 millón de euros.

Como consecuencia de lo anterior, a 31 de diciembre de 2025 permanecen 168.680 acciones en poder de la Sociedad Dominante.

#### Acciones propias de Endesa, S.A.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, las acciones propias de Endesa, S.A. son las siguientes:

	N.º de Acciones	Valor Nominal (Euros/Acción)	Porcentaje sobre el Capital Social (%)	Precio Medio de Adquisición (Euros/Acción)	Coste Total de Adquisición (Euros)
<b>Acciones Propias a 31 de diciembre de 2025</b>	<b>19.947.873</b>	<b>1,2</b>	<b>1,88409</b>	<b>26,50</b>	<b>528.674.223</b>
Planes de Incentivo Estratégico	168.680	1,2	0,01503	19,25	3.245.801
Planes de Retribución Flexible en Acciones	2.741	1,2	0,00026	19,14	52.450
Plan para Reducción de Capital Social	19.776.452	1,2	1,86790	26,57	525.374.972
<b>Acciones Propias a 31 de diciembre de 2024</b>	<b>201.836</b>	<b>1,2</b>	<b>0,01906</b>	<b>19,25</b>	<b>3.884.627</b>
Planes de Incentivo Estratégico	199.096	1,2	0,01880	19,25	3.832.202
Planes de Retribución Flexible en Acciones	2.740	1,2	0,00026	19,13	52.425

#### 36.1.9. Beneficio retenido

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de las reservas de la Sociedad es el siguiente:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Reservas Voluntarias	703	702
Reserva de Fusión	676	676
Otras Reservas de Libre Disposición	27	26
Otro Beneficio Retenido	6.880	6.003
<b>TOTAL</b>	<b>7.583</b>	<b>6.785</b>



La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad, y su saldo, a 31 de diciembre de 2025, es de 676 millones de euros, de los que 71 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (676 millones de euros y 73 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2024).

### 36.1.10. Dividendos

#### Ejercicio 2025

El Consejo de Administración de Endesa, S.A. en su reunión celebrada el 16 de diciembre de 2025, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2025 por un importe bruto de 0,5 euros por acción cuyo pago, que ha supuesto un desembolso de 519 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 12 de enero de 2026 (véase Nota 41). Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2025.

De acuerdo con lo requerido por el artículo 277 del Real Decreto Ley 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, el estado de liquidez previsional de Endesa, S.A. que pone de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dicho dividendo es el siguiente:

Miliones de Euros	Del 1 de diciembre de 2025 al 31 de diciembre de 2025
<b>Disponible al Inicio del Periodo</b>	<b>6.533</b>
Caja, Bancos y Efectivo Equivalente	55
Créditos Disponibles	6.478
<b>Aumentos de Tesorería</b>	<b>2.776</b>
Por Operaciones Corrientes	277
Por Operaciones Financieras	2.499
<b>Disminuciones de Tesorería</b>	<b>(4.240)</b>
Por Operaciones Corrientes	(486)
Por Operaciones Financieras	(3.754)
<b>Disponible al Final del Periodo</b>	<b>5.069</b>
<b>Propuesta de Dividendo a Cuenta de los Resultados del Ejercicio 2025</b>	<b>529</b>

Esta cantidad no excede de los resultados obtenidos por Endesa, S.A. en el ejercicio 2025, deducidas las pérdidas procedentes de ejercicios anteriores y las reservas obligatorias dotadas por ley o disposición estatutaria, así como la estimación del impuesto a pagar sobre los citados resultados.

#### Ejercicio 2024

La Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el pasado 29 de abril de 2025 aprobó la distribución a sus accionistas de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2024 y a remanente de ejercicios anteriores por un importe bruto de 1,3177 euro por acción, lo que, considerando las acciones con derecho a dividendo, supuso un total de 1.389 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Miliones de Euros	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe Pagado	Fecha de Pago
Dividendo a Cuenta		15 de noviembre de 2024	0,5000	529	8 de enero de 2025
Dividendo Complementario		29 de abril de 2025	0,8177	860	1 de julio de 2025
<b>Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2024</b>	<b>47.3</b>		<b>1,3177</b>	<b>1.389</b>	

### 36.1.11. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de las Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado es la siguiente:



Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024		Variaciones del periodo 2025					31 de diciembre de 2025		
	Notas	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes	Ganancias / (Pérdidas) por Valoración	Impuestos / Transferidos al Estado (Nota 18)	Otros	Operaciones con Socios o Proprietarios	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
<b>PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO</b>		(155)	(155)	-	1	-	-	-	(154)	(154)
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	31.1	(157)	(157)	-	-	-	-	-	(157)	(157)
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		2	2	-	1	-	-	-	3	3
Riesgo de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO</b>		(114)	(114)	-	(22)	194	(42)	-	16	14
Operaciones de Conversión		(104)	(104)	-	(24)	194	(42)	-	24	22
Diferencias de Conversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		(10)	(10)	-	2	-	-	-	(8)	(8)
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riesgo de Ingresos y Gastos que pueden Reclasificarse posteriormente		-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		(269)	(269)	-	(21)	194	(42)	-	(138)	(140)
										<b>2</b>



Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2023			Variaciones del Periodo 2024					31 de diciembre de 2024		
	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes	Ganancias / (Pérdidas) Valoraciones	Importes Transferidos al Estado Resultado	Efecto Impositivo (Nota 18)	Otros	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
<b>PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO</b>	(187)	(187)	-	52	-	(10)	-	-	(155)	(155)	-
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	(199)	(199)	-	52	-	(10)	-	-	(157)	(157)	-
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	2	2	-	-	-	-	-	-	2	2	-
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO</b>	(255)	(255)	1	(331)	520	(47)	(1)	-	(114)	(114)	-
Operaciones de Cobertura	(243)	(244)	1	(333)	520	(47)	(1)	-	(104)	(104)	-
Diferencias de Conversión	(1)	(1)	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	(11)	(11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos de Deuda a Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral	(11)	(11)	-	1	-	-	-	-	(10)	(10)	(10)
Resto de Ingresos y Gastos que pueden Reclasificarse posteriormente al Resultado del Periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>(452)</b>	<b>(453)</b>	<b>1</b>	<b>(279)</b>	<b>520</b>	<b>(57)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(269)</b>	<b>(269)</b>	<b>-</b>



### 36.1.12. Gestión del capital

La gestión del capital de Endesa está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de Endesa.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, cuyo dato a 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Millones de Euros				
	Notas	Apalancamiento		
		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	
<b>Deuda Financiera Neta:</b>		<b>10.110</b>	<b>9.298</b>	
Deuda Financiera no Corriente	42.3	9.422	9.801	
Deuda Financiera Corriente	42.3	1.005	613	
Derivados de Deuda Registrados en Pasivo	45	17	35	
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	(105)	(84)	
Derivados de Deuda Registrados en Activo	45	(34)	(41)	
Garantías Financieras Registradas en Activo	29.1 y 31	(105)	(35)	
<b>Patrimonio Neto:</b>	<b>36</b>	<b>9.611</b>	<b>9.653</b>	
De la Sociedad Dominante	36.1	8.522	8.110	
De las Participaciones no Dominantes	36.2	1.089	943	
<b>Apalancamiento (%)<sup>(1)</sup></b>		<b>105,19</b>	<b>102,71</b>	

(1) Apalancamiento (%) = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

Endesa mantiene criterios de prudencia en su nivel de endeudamiento y en la estructura del mismo mediante la obtención de financiación a largo plazo que permita adecuar los calendarios de vencimiento de la deuda a su capacidad de generación de caja conforme al plan de negocio previsto.

Asimismo, dispone de financiación a corto plazo que contribuye a optimizar la gestión de las necesidades de capital circulante y mejorar el coste del conjunto de la deuda.

La Sociedad cuenta con una situación financiera sólida y líneas de crédito incondicionales contratadas con entidades de primer nivel disponibles por importes significativos. Esto, unido a la puesta en marcha de planes específicos para la mejora y gestión eficiente de la liquidez, permitirá afrontar con la debida holgura la evolución del negocio (véase Nota 43.4).

Teniendo en cuenta las expectativas de resultados y el plan de inversiones previsto, la política de dividendos establecida permitirá mantener en el futuro un apalancamiento adecuado.

En los ejercicios 2025 y 2024 se han aprobado y distribuido los siguientes dividendos (véase Nota 36.1.10):

Millones de Euros					
	Notas	Dividendos Aprobados y Distribuidos			
		Fecha de Aprobación	Euros Brutos por	Importe	Fecha de Pago
Dividendo a Cuenta		15 de noviembre de 2024	0,5	529	8 de enero de 2025
Dividendo Complementario		29 de abril de 2025	0,8177	860	1 de julio de 2025
<b>Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2024</b>	<b>47.3</b>		<b>1,3177</b>	<b>1,389</b>	
Dividendo a Cuenta		22 de noviembre de 2023	0,5	529	2 de enero de 2024
Dividendo Complementario		24 de abril de 2024	0,5	529	1 de julio de 2024
<b>Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2023</b>	<b>47.3</b>		<b>1</b>	<b>1.058</b>	



Los ratings a largo plazo asignados por las agencias de calificación crediticia a Endesa a las respectivas fechas de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2025 y 2024, los cuales corresponden a niveles de «investment grade», son los siguientes:

	Calificación Crediticia						
	31 de diciembre de 2025 <sup>(1)</sup>				31 de diciembre de 2024 <sup>(1)</sup>		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Fecha de Último Informe	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Positiva	19 de diciembre de 2025	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa1	P-2	Estable	4 de junio de 2025	Baa1	P-2	Estable
Fitch	BBB+	F2	Estable	7 de febrero de 2025	BBB+	F2	Estable

(1) A las respectivas fechas de formulación de los Estados Financieros Consolidados.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que el rating otorgado por las agencias de calificación crediticia permitiría, en caso de ser necesario, acceder a los mercados financieros en condiciones razonables.

### 36.1.13. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2025 determinadas filiales de Endesa que operan en el negocio de energías renovables y que están financiadas a través de «project finance» contienen cláusulas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento es requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas.

A 31 de diciembre de 2025 el importe de deuda financiera afectada por tales restricciones asciende a 25 millones de euros (32 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véanse Notas 21.4, 42.4.3 y 49).

## 36.2. Patrimonio neto: de las Participaciones no Dominantes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones <sup>(1)</sup>	Desinversiones o Reducciones	Otros Movimientos	Saldo a 31 de diciembre de 2025
Agulón 20, S.A.	21	-	1	-	-	-	22
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Enel Green Power Solar 1, S.L.	769	(67)	28	-	-	1	731
EGPE Solar 2, S.L.	-	-	1	179	-	-	180
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	9	-	-	-	-	-	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	27	-	1	-	-	-	28
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	26	-	3	-	-	-	29
Otras	88	(4)	2	-	-	1	87
<b>TOTAL</b>	<b>943</b>	<b>(71)</b>	<b>36</b>	<b>179</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>1.089</b>

(1) Reconocimiento de la participación minoritaria del 49,99 % mantenida por Enel Green Power España, S.L. sobre la sociedad EGPE Solar 2, S.L. por importe de 179 millones de euros tras la venta de dicha participación a Masdar España Renovables 1, S.L. (Véase Nota 7).

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones <sup>(1)</sup>	Desinversiones o Reducciones <sup>(2)</sup>	Otros Movimientos	Saldo a 31 de diciembre de 2024
Agulón 20, S.A.	21	-	-	-	-	-	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A. <sup>(3)</sup>	3	-	-	-	-	-	3
Enel Green Power Solar 1, S.L.	-	-	-	769	-	-	769
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	10	(1)	-	-	-	-	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	27	-	-	-	-	-	27
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	34	(9)	1	-	-	-	26
Otras	92	(7)	4	-	(1)	-	88
<b>TOTAL</b>	<b>187</b>	<b>(17)</b>	<b>5</b>	<b>769</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>943</b>

(1) Reconocimiento de la participación minoritaria del 49,99 % mantenida por Enel Green Power España, S.L. sobre la sociedad Enel Green Power España Solar 1, S.L. por importe de 769 millones de euros tras la venta de dicha participación a Masdar España Renovables 1, S.L.

(2) Corresponde a la devolución de fondos de socios de Bosa del Ebro, S.L.

(3) Con efectos 1 de julio de 2024 ha quedado inscrita la fusión inversa en virtud de la cual Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A., único accionista de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.U., se integra en esta última mediante la transmisión en bloque de su patrimonio, produciéndose su extinción sin liquidación. Con efectos día 1 de julio de 2024, ha quedado inscrita dicha fusión inversa (véase Nota 7.1).



A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo del epígrafe «Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes», recoge, principalmente, las Participaciones no Dominantes mantenidas por Enel Green Power España, S.L.U.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las partidas más relevantes del Estado de Situación Financiera, Estado del Resultado y Estado de Flujos de Efectivo de las principales sociedades de Endesa con Participaciones no Dominantes que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados son:

Miliones de Euros

	Estado de Situación Financiera													
	Agulón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		EGPE Solar 2, S.L.		Explotaciones Eléctricas Sano Plano, S.A.		Parque Eléctrico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eléctrica de Andalucía, S.A.	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activo no Corriente	71	78	112	108	1.585	1.725	410	-	30	29	86	86	99	107
Activo Corriente	12	11	7	7	120	96	3	-	1	1	4	5	9	11
<b>Total Activo</b>	<b>83</b>	<b>89</b>	<b>119</b>	<b>115</b>	<b>1.705</b>	<b>1.781</b>	<b>413</b>	<b>-</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>108</b>	<b>118</b>
Patrimonio Neto	45	43	95	92	1.483	1.540	361	-	24	25	86	84	88	80
Pasivo no Corriente	24	33	16	16	184	176	41	-	6	4	7	11	23	36
Pasivo Corriente	14	13	8	7	58	65	11	-	1	1	17	16	17	22
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivo</b>	<b>83</b>	<b>89</b>	<b>119</b>	<b>115</b>	<b>1.705</b>	<b>1.781</b>	<b>413</b>	<b>-</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>108</b>	<b>118</b>

Miliones de Euros

	Estado del Resultado													
	Agulón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		EGPE Solar 2, S.L.		Explotaciones Eléctricas Sano Plano, S.A.		Parque Eléctrico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eléctrica de Andalucía, S.A.	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025 <sup>(1)</sup>	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Ingresos	12	6	13	12	191	170	8	-	4	5	13	7	21	13
Resultado Antes de Impuestos	3	(1)	8	8	65	57	2	-	-	1	3	-	11	8
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	3	(1)	7	7	64	42	2	-	-	1	3	-	8	4
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Resultado Global	-	-	-	-	2	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado Global Total</b>	<b>3</b>	<b>(1)</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>66</b>	<b>40</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>4</b>

(1) Desde el 1 de octubre de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2025.

Miliones de Euros

	Estado de Flujos de Efectivo													
	Agulón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		EGPE Solar 2, S.L.		Explotaciones Eléctricas Sano Plano, S.A.		Parque Eléctrico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eléctrica de Andalucía, S.A.	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025 <sup>(1)</sup>	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	5	1	7	10	121	86	5	-	1	2	6	4	5	14
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	-	-	(7)	(7)	12	(186)	(5)	-	(1)	(5)	(5)	(4)	(1)	(1)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(2)	(2)	-	(3)	(133)	100	-	-	-	(3)	-	-	(5)	(19)

(1) Desde el 1 de octubre de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2025.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los datos patrimoniales corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de los relativos a Enel Green Power España Solar 1, S.L. y EGPE Solar 2, S.L.



### 37. Subvenciones

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros		Notas	Subvenciones de Capital
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2023</b>			
Altas			227
Imputación a Resultados		10.2	51
Traspasos a Corto Plazo y otros			(25)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2024</b>			<b>249</b>
Altas			48
Imputación a Resultados		10.2	(36)
Traspasos a Corto Plazo y otros			1
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2025</b>			<b>260</b>

El epígrafe «Subvenciones de Capital» incluye, principalmente, las ayudas recibidas al amparo de lo previsto en los convenios de colaboración para la realización de planes de mejora de la calidad del suministro eléctrico en la red de distribución firmados, entre otros, con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) y con los Organismos Públicos homólogos de las Comunidades Autónomas.

Adicionalmente, en los ejercicios 2025 y 2024, se han reconocido las ayudas recibidas de los fondos europeos de acuerdo con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) por importe total de 34 millones de euros y 26 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 Endesa cumple con los requisitos necesarios para la percepción y disfrute de las subvenciones indicadas anteriormente.

### 38. Provisiones

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones por Prestaciones al Personal		232	-	227	-
Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares	38.1	210	-	204	-
Otras Prestaciones al Personal		22	-	23	-
Provisiones para Planes de Reestructuración de Planta		401	83	462	162
Expedientes de Regulación de Empleo	38.2.1	4	21	6	23
Acuerdos Voluntarios de Salida	38.2.2	397	62	456	139
Otras Provisiones	38.3	2.040	999	2.009	873
<b>TOTAL</b>		<b>2.673</b>	<b>1.082</b>	<b>2.758</b>	<b>1.035</b>

#### 38.1. Provisiones para pensiones y otras obligaciones similares

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para pensiones y otras obligaciones similares surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de las contingencias de jubilación, incapacidad permanente y fallecimiento.

Los compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones o contratos de seguros excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.



### Pasivos actuariales netos y brutos

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el saldo registrado en el Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de mercado de los activos afectos es el siguiente:

Millones de Euros			
		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Pasivo Actuarial		394	430
Activos Afectos		(264)	(297)
<b>Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial</b>		<b>130</b>	<b>133</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los importes registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado son los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares	38	210	204
Otros Activos no Corrientes	30	(80)	(71)
<b>Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial</b>		<b>130</b>	<b>133</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información sobre los pasivos actuariales netos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	2025			TOTAL
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	
<b>Pasivo Actuarial Neto Inicial</b>		(71)	203	1	133
Coste Neto por Intereses	17	(3)	7	-	4
Costes de los Servicios en el Periodo	13	2	1	-	3
Aportaciones del Periodo		-	(13)	-	(13)
Otros Movimientos		1	2	-	3
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		(17)	(14)	-	(31)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		(5)	22	1	18
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		13	-	-	13
<b>Pasivo Actuarial Neto Final</b>		<b>(60)</b>	<b>268</b>	<b>2</b>	<b>130</b>

Millones de Euros					
	Notas	2024			TOTAL
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	
<b>Pasivo Actuarial Neto Inicial</b>		(61)	202	1	197
Coste Neto por Intereses	17	(1)	7	-	6
Costes de los Servicios en el Periodo	13	3	1	-	4
Aportaciones del Ejercicio		(14)	(12)	-	(26)
Otros Movimientos		4	-	-	4
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		(44)	(10)	-	(54)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		28	15	-	43
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(41)	-	-	(41)
<b>Pasivo Actuarial Neto Final</b>		<b>(71)</b>	<b>203</b>	<b>1</b>	<b>133</b>



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información sobre los pasivos actuariales brutos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros	2025			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
<b>Pasivo Actuarial Inicial</b>	<b>226</b>	<b>203</b>	<b>1</b>	<b>430</b>
Gastos Financieros	8	7	-	15
Costes de los Servicios en el Periodo	2	1	-	3
Beneficios Pagados en el Periodo	(31)	(13)	-	(44)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	(17)	(14)	-	(31)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	(5)	22	1	18
Otros Movimientos	1	2	-	3
<b>Pasivo Actuarial Final</b>	<b>184</b>	<b>208</b>	<b>2</b>	<b>394</b>

Millones de Euros	2024			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
<b>Pasivo Actuarial Inicial</b>	<b>382</b>	<b>202</b>	<b>1</b>	<b>585</b>
Gastos Financieros	10	7	-	17
Costes de los Servicios en el Periodo	3	1	-	4
Beneficios Pagados en el Periodo	(43)	(12)	-	(55)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	(44)	(10)	-	(54)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	28	15	-	43
Aseguramiento de Prestaciones Causadas <sup>(1)</sup>	(114)	-	-	(114)
Otros Movimientos	4	-	-	4
<b>Pasivo Actuarial Final</b>	<b>226</b>	<b>203</b>	<b>1</b>	<b>430</b>

(1) Corresponde al pago de primas de operaciones de aseguramiento de compromisos de prestación definida realizados durante este periodo con el fin de eliminar en su totalidad los riesgos asumidos por Endesa por los compromisos asegurados. Estos pagos han supuesto una disminución por el mismo importe en los activos afectados. El coste de la póliza es mayor en 2 millones de euros al pasivo actuarial correspondiente a estas obligaciones, por lo que, se ha registrado un efecto negativo por dicho importe en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la información sobre los cambios en el valor de mercado de los activos afectados para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros	2025			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
<b>Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos</b>	<b>297</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>297</b>
Rendimiento Esperado	11	-	-	11
Aportaciones del Periodo	-	13	-	13
Beneficios Pagados en el Periodo	(31)	(13)	-	(44)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	(13)	-	-	(13)
<b>Valor de Mercado Final de los Activos Afectos<sup>(1)</sup></b>	<b>264</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>264</b>

(1) No incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones.

Millones de Euros	2024			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
<b>Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos</b>	<b>388</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>388</b>
Rendimiento Esperado	11	-	-	11
Aportaciones del Periodo	14	12	-	26
Beneficios Pagados en el Periodo	(43)	(12)	-	(55)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	41	-	-	41
Aseguramiento de Prestaciones Causadas	(114)	-	-	(114)
<b>Valor de Mercado Final de los Activos Afectos<sup>(1)</sup></b>	<b>297</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>297</b>

(1) No incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones.



### Impacto en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

Durante los ejercicios 2025 y 2024 los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las provisiones de pensiones de prestación y aportación definida han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
<b>Prestación Definida</b>		(7)	(12)
Coste Corriente del Ejercicio <sup>(1)</sup>	13	(3)	(4)
Costes Financieros Netos	17	(4)	(8)
Otros Costes Corrientes del Ejercicio	13	-	(2)
<b>Aportación Definida</b>		(46)	(40)
Coste Corriente del Ejercicio <sup>(2)</sup>	13	(46)	(40)
<b>TOTAL</b>		<b>(53)</b>	<b>(52)</b>

(1) En el ejercicio 2025 incluye 2 millones de euros del coste corriente del ejercicio correspondiente a personal prejubilado que estaba registrado previamente como provisión en el epígrafe «Provisión por Reestructuración de Plantilla» y que ha sido traspasado durante el ejercicio al epígrafe «Provisiones para Pensiones y otras Provisiones Similares» (2 millones de euros en el ejercicio 2024).

(2) En el ejercicio 2025 incluye 12 millones de euros del coste corriente del ejercicio correspondiente a personal prejubilado que estaba registrado previamente como provisión en el epígrafe «Provisión por Reestructuración de Plantilla» (15 millones de euros en el ejercicio 2024).

Durante los ejercicios 2025 y 2024 los importes registrados en Otro Resultado Global Consolidado por las provisiones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(13)	41
Ganancias y Pérdidas Actuariales		13	11
<b>TOTAL</b>	36.1.11	<b>-</b>	<b>52</b>

A 31 de diciembre de 2025 conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2026 ascenderán aproximadamente a 2 millones de euros (4 millones de euros, a 31 de diciembre de 2024, para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2025).

#### Activos afectos

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, son las siguientes:

Porcentaje (%)

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activos de Baza Fija <sup>(1)</sup>	48	48
Acciones <sup>(1)</sup>	29	30
Inversiones inmobiliarias y otros	25	22
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

(1) Incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo Enel por importe de 9 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 (8 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle del valor razonable de los valores de renta fija por área geográfica es el siguiente:

Millones de Euros		
País	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Estados Unidos de América	30	41
España	9	11
Francia	9	10
Alemania	5	5
Italia	9	10
Países Bajos	2	1
Reno Unido	2	2
Luxemburgo	8	3
Bélgica	1	1
Resto	47	58
<b>TOTAL</b>	<b>120</b>	<b>142</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el valor de los activos afectos a los planes de prestación definida colocados en deuda soberana es el siguiente:

Millones de Euros		
País	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
España	3	5
Italia	7	8
Francia	-	3
Alemania	1	1
Bélgica	3	-
Resto	23	28
<b>TOTAL</b>	<b>37</b>	<b>45</b>

Las acciones y los activos de renta fija tienen precios cotizados en los mercados activos. La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. Durante el ejercicio 2025 la rentabilidad media real ha sido del 6,65 %, positiva (7,40 %, positiva, en el ejercicio 2024).

Actualmente la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los participantes del Plan y no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos y pasivos.

#### Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados, han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020
Tipo de Interés	4,07 % - 4,15 %	3,43 % - 3,50 %
Rendimiento Esperado de los Activos	4,13 %	3,47 %
Revisión Salarial <sup>(1)</sup>	1,00 %	1,00 %
Incremento de los Costes de Salud	4,10 %	4,18 %

(1) Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las hipótesis actuariales de tipo de interés e incremento de costes de salud y revisión salarial recogen, entre otras, las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual (véase Nota 5.2).

Para la determinación del tipo de interés para descontar los compromisos se toma una curva construida con los rendimientos de las emisiones de bonos corporativos de calificación crediticia «AA» en base al plazo de pago estimado de las provisiones derivadas de cada compromiso.



## Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, dejando constantes el resto de variables, es la siguiente:

Hipótesis	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
	Pensiones	Otros Compromisos de Prestación Definida	Pensiones	Otros Compromisos de Prestación Definida
Disminución en 50 p.b. del Tipo de Interés	13	12	10	12
Aumento en 50 p.b. del Tipo de Interés	(12)	(11)	(14)	(11)
Disminución en 50 p.b. del Índice de Precios al Consumo (IPC) <sup>(1)</sup>	(2)	Na	(2)	Na
Aumento en 50 p.b. del Índice de Precios al Consumo (IPC) <sup>(1)</sup>	2	Na	2	Na
Incremento del 1 % de los Costos de Asistencia Sanitaria	Na	Na	Na	Na
Incremento de 1 Año de la Esperanza de Vida de Empleados en Activo y Jubilados	4	9	5	3

(1) Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

## Otra información

La administración de los planes de pensiones de Endesa es realizada de conformidad con los límites generales de gestión y asunción de riesgos marcados en las respectivas legislaciones vigentes y aplicables en España.

Actualmente el fondo de pensiones al que se encuentran adscritos los planes de pensiones promovidos por las sociedades de Endesa asume aquellos riesgos que son inherentes a los activos en los que se encuentra invertido, principalmente:

Riesgos
<ul style="list-style-type: none"> <li>Los riesgos de la inversión en activos de renta fija se derivan tanto del movimiento de los tipos de interés como de la calidad crediticia de los títulos de la cartera.</li> <li>Los riesgos de la inversión en renta variable se derivan de la incidencia que pueda producirse por la volatilidad (variaciones) del precio de dichos activos, que es superior al de la renta fija.</li> <li>Los riesgos de la inversión en instrumentos financieros derivados radican en función del apalancamiento que conllevan, lo que les hace especialmente sensibles a las variaciones de precio del subyacente (activo de referencia).</li> <li>Las inversiones en activos denominados en divisas distintas al euro conllevan un riesgo adicional derivado de las variaciones del tipo de cambio.</li> <li>Las inversiones en activos no negociados, al efectuarse en mercados de liquidez limitada y menor eficiencia, presentan riesgos de valoración derivados tanto de los métodos que se utilicen como de la ausencia de precios de contraste en el mercado.</li> </ul>

A 31 de diciembre de 2025 la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 16,10 años (12,76 años a 31 de diciembre de 2024), siendo el calendario previsto de los pagos necesarios para atender a las provisiones de prestación definida el siguiente:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Año 1	21	18
Año 2	21	19
Año 3	23	21
Año 4	24	23
Año 5	25	24
A Partir del Año 5	618	634
<b>TOTAL</b>	<b>732</b>	<b>739</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la clasificación de los activos de los planes de prestación definida valorados por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Miliones de Euros	31 de diciembre de 2025				31 de diciembre de 2024			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	294	181	46	37	297	210	47	40

Las valoraciones de los activos clasificados como Nivel 3 se determinan en base a los informes de valoración realizados por la Sociedad gestora correspondiente.



## 38.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de la situación de cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

### 38.2.1. Expedientes de regulación de empleo

A 31 de diciembre de 2025 hay 2 tipos de planes vigentes Planes Mineros 2006-2012 y Planes Mineros 2014-2021 que afectan a un total de 124 personas todas ellas en situación de prejubilación (185 personas a 31 de diciembre de 2024).

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Saldo Inicial		6	9
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		-	1
Gastos de Personal	13	(1)	-
Resultados Financieros	17	1	1
Trasposos a Corto Plazo y otros		(2)	(4)
<b>Saldo Final</b>		<b>4</b>	<b>6</b>

A 31 de diciembre de 2025 el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 21 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo (23 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

### Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las provisiones por estos expedientes de regulación de empleo, han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Tipo de Interés	3,26 %	3,04 %
Índice de Precios al Consumo (IPC)	2,05 %	2,09 %
Tablas de Mortalidad	PERM FCOL2020	PERM FCOL2020

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las hipótesis actuariales de tipo de interés e incremento de costes de salud y revisión salarial recogen, entre otras, las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual (véase Nota 5.2).

### Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, como resultado del análisis de sensibilidad, se concluye que tanto un aumento como una disminución de 50 puntos básicos en las principales hipótesis actuariales manteniendo constantes el resto de variables no tiene impacto económico significativo.

### 38.2.2. Acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo

A 31 de diciembre de 2025, en aplicación de los acuerdos de suspensión de contratos, Endesa tiene registrada una provisión por importe de 459 millones de euros (595 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) que afecta a un máximo de 1.641 empleados para los cuales Endesa se ha comprometido a no ejercitar la facultad de solicitar el retorno a la empresa (2.005 empleados a 31 de diciembre de 2024).



Durante los ejercicios 2025 y 2024, el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Saldo Inicial		456	527
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(3)	47
Gastos de Personal	13	(15)	29
Resultados Financieros	17	12	18
Trasposos a Corto Plazo y otros		(56)	(118)
Saldo Final		397	456

A 31 de diciembre de 2025 el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 62 millones de euros correspondientes a provisiones por el acuerdo de suspensión de contratos (139 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

#### Obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética

Endesa tiene el compromiso de liderar la Transición Energética y para ello contempla, entre sus líneas de actuación, la necesidad de descarbonización y crecimiento del parque de generación renovable y la digitalización tanto de la red de distribución como de la cartera de clientes y el servicio a los mismos (véase Nota 5.1).

A 31 de diciembre de 2025 el saldo total de la provisión asociada a estos Planes de Digitalización y Descarbonización asciende a 389 millones de euros (478 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

#### Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las provisiones por el acuerdo de suspensión de contratos han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Tipo de Interés	3,26 %	3,04 %
Incremento Futuro Garantía	1,60 %	1,00 %
Incremento Resto de Conceptos	2,55 %	2,09 %
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 las hipótesis actuariales de tipo de interés e incremento de costes de salud y revisión salarial recogen, entre otras, las consecuencias del entorno macroeconómico y geopolítico actual (véase Nota 5.2).

#### Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por suspensión de contratos ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Hipótesis	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(6)	6	(10)	11
Garantía y Resto de Conceptos	3	(2)	5	(5)



### 38.3. Otras provisiones

Durante los ejercicios 2025 y 2024 la composición y el movimiento de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Gastos de Explotación			Redención	Resultados Financieros	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 21)	Pagos	Incorporación / (Reducción) de Sociedad (Nota 8)	Traspos a Pasivos	Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Traspos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2025
		Dotaciones	Reversiones										
Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	1.771	14	(19)	-	43	(66)	(41)	3	(15)	2	1.692		
Centrales Nucleares	688	-	-	-	18	(6)	-	-	-	-	700		
Otras Centrales	1.007	14	(17)	-	23	(63)	(36)	3	(15)	1	915		
Desmantelamiento de Contadores	73	-	(2)	-	2	3	(3)	-	-	1	74		
Cierre de Explotaciones Mineras	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3		
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	716	830	-	(725)	-	-	-	-	-	1	822		
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	58	35	-	(30)	-	-	-	-	-	-	63		
Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	397	175	(135)	-	(18)	-	(5)	-	-	48	462		
<b>TOTAL</b>	<b>2.942</b>	<b>1.054</b>	<b>(154)</b>	<b>(755)</b>	<b>25</b>	<b>(66)</b>	<b>(46)</b>	<b>3</b>	<b>(15)</b>	<b>51</b>	<b>3.039</b>		

Miliones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Gastos de Explotación			Redención	Resultados Financieros	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 21)	Pagos	Traspos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2024
		Dotaciones	Reversiones							
Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	1.712	39	(33)	-	45	61	(53)	-	1.771	
Centrales Nucleares	571	-	-	-	17	99	-	1	688	
Otras Centrales	1.063	39	(33)	-	26	(40)	(49)	1	1.007	
Desmantelamiento de Contadores	74	-	-	-	2	2	(3)	(2)	73	
Cierre de Explotaciones Mineras	4	-	-	-	-	-	(1)	-	3	
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	917	726	-	(927)	-	-	-	-	716	
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	161	45	-	(148)	-	-	-	-	58	
Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	431	107	(121) <sup>(1)</sup>	-	2	-	(21)	(1)	397	
<b>TOTAL</b>	<b>3.221</b>	<b>917</b>	<b>(154)</b>	<b>(1.875)</b>	<b>47</b>	<b>61</b>	<b>(74)</b>	<b>(1)</b>	<b>2.942</b>	

(1) Recoge la reversión de provisiones por contingencias derivadas de transacciones realizadas en ejercicios anteriores por Endesa Ingeniería, S.L.U. por un importe de 37 millones de euros (véase Nota 15)

#### Provisión por costes de cierre de las instalaciones

Endesa registra los costes en los que deberá incurrir para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad (véase Nota 3.2k.5). Dichas provisiones se registran por su valor actualizado.

En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que Endesa deberá hacer frente hasta el momento en el que la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E., (Enresa) se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 3.2b.1).

#### Provisión para cubrir el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Esta provisión recoge las obligaciones de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) realizadas durante el ejercicio.



Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en su actividad de generación eléctrica tienen la obligación de entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior (véase Nota 3.2k.3 y 5.1).

#### Provisión para cubrir el coste de las garantías de origen y otros certificados ambientales

Esta provisión recoge las obligaciones de entrega de las garantías de origen a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) equivalentes a la energía eléctrica vendida a los consumidores finales generada a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

Las sociedades de Endesa que garantizan a sus consumidores finales que la electricidad que comercializan ha sido producida a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia, deben redimir antes de los primeros meses del ejercicio siguiente las garantías de origen asociadas que certifiquen el suministro de electricidad a esos clientes (véase Nota 3.2k.4 y 5.1).

### 39. Otros pasivos no corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Fianzas y Depósitos	29.1	469	469
Otras Cuentas a Pagar		100	105
<b>TOTAL</b>		<b>569</b>	<b>574</b>

### 40. Otros pasivos financieros no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	No Corriente		Corriente	
		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Intereses a Pagar de Deuda Financiera		-	-	63	83
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	29.1 y 31	-	64	-	14
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	29.1 y 31	164	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>164</b>	<b>64</b>	<b>63</b>	<b>97</b>

### 41. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes</b>	42	<b>4.932</b>	<b>5.149</b>
Proveedores y otros Acreedores		3.824	4.057
Dividendo a Pagar	38.1.10	523	534
Otras Cuentas por Pagar		585	558
<b>Pasivos por Impuestos</b>		<b>874</b>	<b>916</b>
Impuesto sobre Sociedades Corriente		206	300
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		69	104
Otros Impuestos		507	503
<b>TOTAL</b>		<b>5.806</b>	<b>6.065</b>



#### Dividendo a pagar

A 31 de diciembre de 2025 el «Dividendo a Pagar» recoge, principalmente, los dividendos correspondientes a Endesa, S.A.:

Millones de Euros					
	Notas	Dividendo a Pagar	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
Dividendo a Cuenta	38.1.10	Ejercicio 2025	0,5	519	12 de enero de 2026

#### Costes derivados de la energía suministrada a clientes pendiente de facturar

A 31 de diciembre de 2025, la estimación de las facturas pendientes de recibir por los costes de peajes de electricidad y gas, derivados de la energía suministrada y no facturada ascienden a 168 millones de euros y 113 millones de euros, respectivamente (86 millones de euros y 89 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2024) y se incluye en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

#### Acuerdos de «confirming»

A 31 de diciembre de 2025 el importe de la deuda comercial descontada con las entidades financieras para la gestión de pago a proveedores («confirming») clasificada en el epígrafe «Acreedores Comerciales y otras Cuentas por Pagar» del Estado de Situación Financiera Consolidado asciende a 82 millones de euros (64 millones de euros a 31 de diciembre de 2024). La totalidad de los proveedores de dicha deuda comercial descontada con acuerdos de «confirming» han recibido el pago de las entidades financieras.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el rango de las fechas de vencimiento de la deuda comercial descontada por operaciones de gestión del pago a los proveedores («confirming») y del resto de la deuda comercial comparable es el siguiente:

Número de Días		
	2025	2024
Deuda Comercial Descontada con Acuerdos de «Confirming»	0 - 60	0 - 60
Deuda Comercial sin Acuerdos de «Confirming»	0 - 90	0 - 60

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el ingreso devengado por los contratos de «confirming» ha ascendido a un importe inferior a 1 millón de euros.

#### 41.1. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio, modificado por la Ley 18/2022, de 28 de septiembre

A continuación, se incluye la información relativa al grado de cumplimiento por parte de Endesa de los plazos establecidos para el pago a proveedores por operaciones comerciales de acuerdo con la Ley 15/2010, de 5 de julio, modificada por la Ley 18/2022, de 28 de septiembre:

Número de Días		
	2025	2024
Periodo Medio de Pago a Proveedores	16	16
Ratio de Operaciones Pagadas	16	17
Ratio de Operaciones Pendientes de Pago	28	30

Millones de Euros		
	2025	2024
Total Pagos Realizados	21.091	12.961
Total Pagos Pendientes	513	303



	2025	2024
Número de Facturas Pagadas dentro de un Periodo Inferior al Máximo Establecido	377.048	320.016
% sobre Total de Facturas	92,50	95,03
Volumen Monetario de Facturas Pagadas dentro de un Periodo Inferior al Máximo Establecido <sup>(1)</sup>	20.686	12.866
% sobre Total Monetario de Pagos a Proveedores	98,09	97,72

(1) Millones de euros.

## 42. Instrumentos financieros

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la clasificación de los instrumentos financieros del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

	Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Instrumentos Financieros de Activo</b>					
Activos de Contratos con Clientes	28.1	-	3	-	12
Otros Activos Financieros	29 y 31	695	892	829	974
Instrumentos Financieros Derivados	41	331	494	377	541
Otros Activos	33	595	-	486	-
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	33	-	4.125	-	4.194
Efectivo y otros Medios Likuidos Equivalentes	34	-	195	-	840
<b>TOTAL</b>	<b>42.1</b>	<b>1.621</b>	<b>5.709</b>	<b>1.692</b>	<b>6.561</b>
<b>Instrumentos Financieros de Pasivo</b>					
Pasivos de Contratos con Clientes	28.2	4.450	523	4.413	487
Deuda Financiera	42.3	9.422	1.005	9.881	613
Instrumentos Financieros Derivados	43	185	514	336	656
Otros Pasivos Financieros	43	164	63	64	97
Otros Pasivos	39	568	-	574	-
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	41	-	4.532	-	3.149
<b>TOTAL</b>	<b>42.2</b>	<b>14.789</b>	<b>7.637</b>	<b>15.268</b>	<b>7.802</b>

### 42.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la clasificación de los instrumentos financieros de activo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

	Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Activos Financieros a Coste Amortizado</b>					
Activos de Contratos con Clientes	28.1	-	3	-	12
Otros Activos Financieros	29 y 31	689	892	823	974
Otros Activos	33	595	-	486	-
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	33	-	4.125	-	4.194
Efectivo y otros Medios Likuidos Equivalentes	34	-	195	-	840
<b>Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado</b>	<b>42.1.2</b>	<b>79</b>	<b>226</b>	<b>49</b>	<b>173</b>
Instrumentos de Patrimonio	29.2	6	-	6	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	45	73	226	43	173
<b>Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado de Otro Resultado Global</b>					
Derivados de Cobertura	45	258	268	334	368
<b>TOTAL</b>		<b>1.621</b>	<b>5.709</b>	<b>1.692</b>	<b>6.561</b>

Endesa no ha modificado su Modelo de Negocio ni se han visto modificadas significativamente las características de los flujos de efectivo contractuales de sus activos financieros por lo que tampoco se ha producido ninguna reclasificación entre las categorías de los mismos.



#### 42.1.1. Activos financieros a coste amortizado

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los activos financieros a coste amortizado, por naturaleza, es el siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>Activos Financieros a Coste Amortizado</b>					
<b>Otros Activos Financieros</b>		<b>689</b>	<b>892</b>	<b>823</b>	<b>974</b>
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	31	-	300	-	201
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	28.1 y 31	11	474	117	247
Fianzas y Depósitos	28.1	430	-	433	-
Créditos al Personal	28.1 y 31	80	15	78	54
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	28.1, 31 y 48.2	61	18	66	11
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	28.1	44	17	73	-
Garantías Financieras	28.1 y 31	50	55	49	302
Otros Activos Financieros	28.1 y 31	16	34	30	200
Corrección de Valor	28.1, 31 y 42.1.3	(3)	(21)	(23)	(1)
<b>Otros Activos no Corrientes</b>	<b>38</b>	<b>595</b>	<b>-</b>	<b>486</b>	<b>-</b>
Retribución de la Actividad de Distribución		497	-	391	-
Otros Activos		101	-	98	-
Corrección de Valor	42.1.3	(3)	-	(3)	-
<b>Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores</b>	<b>33</b>	<b>-</b>	<b>4.125</b>	<b>-</b>	<b>4.194</b>
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		-	3.541	-	4.000
Otros Deudores		-	1.058	-	757
Retribución de la Actividad de Distribución		-	525	-	347
Otros		-	533	-	410
Corrección de Valor	42.1.3	-	(474)	-	(506)
<b>Activos de Contratos con Clientes</b>	<b>28.1</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>12</b>
Activos de Contratos con Clientes		-	6	-	15
Corrección de Valor	42.1.3	-	(3)	-	(3)
<b>Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes</b>	<b>34</b>	<b>-</b>	<b>195</b>	<b>-</b>	<b>840</b>
<b>TOTAL</b>		<b>1.284</b>	<b>5.215</b>	<b>1.309</b>	<b>6.820</b>

El valor razonable de estos activos financieros no difiere sustancialmente del valor contabilizado en libros.

#### 42.1.2. Activos financieros a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, dentro de esta categoría se incluyen los instrumentos de patrimonio que corresponden a participaciones en otras empresas por importe de 6 millones de euros y 6 millones de euros, respectivamente. El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

Asimismo, en esta categoría se incluyen los derivados no designados contablemente como cobertura cuya información se detalla en la Nota 45.2.

#### 42.1.3. Corrección de valor

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de las pérdidas esperadas reconocidas para los activos financieros valorados a su coste amortizado en función del enfoque general o simplificado, es el siguiente:



Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2025				31 de diciembre de 2024				
	Promedio Ponderado de las Tasas de Pérdidas Esperadas	Saldo Bruto	Corrección de Valor por Pérdidas Esperadas	Saldo Neto	Promedio Ponderado de las Tasas de Pérdidas Esperadas	Saldo Bruto	Corrección de Valor por Pérdidas Esperadas	Saldo Neto	
<b>Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores</b>	33	10,3 %	4.599	474	4.125	11,9 %	4.763	569	4.194
<b>Corrientes no Vencidos</b>		0,9 %	3.706	33	3.673	1,0 %	3.848	40	3.808
Vencidos:		49,4 %	893	441	452	57,8 %	915	529	386
Con Antigüedad de 1 a 30 días		1,8 %	169	3	166	1,0 %	96	1	97
Con Antigüedad de 31 a 60 días		13,0 %	92	12	80	13,6 %	59	8	51
Con Antigüedad de 61 a 90 días		19,8 %	51	10	41	22,2 %	27	6	21
Con Antigüedad de 91 a 120 días		24,4 %	41	10	31	27,5 %	40	11	29
Con Antigüedad de 121 a 150 días		36,8 %	19	7	12	29,7 %	37	11	26
Con Antigüedad de 151 a 180 días		43,8 %	16	7	9	28,2 %	30	11	28
Con Antigüedad Mayor a 180 días		77,5 %	505	392	113	78,2 %	615	481	134
Activos de Contratos con Clientes	28.1	50,0 %	6	3	3	20,0 %	15	3	12
Otros Activos Financieros no Corrientes	29.1	0,4 %	692	3	689	2,7 %	846	23	823
Otros Activos Financieros Corrientes	31	2,3 %	913	21	892	6,1 %	975	1	974
Otros Activos no Corrientes	30	0,5 %	598	3	595	0,6 %	489	3	486
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	0,0 %	195	-	195	0,0 %	840	-	840
<b>TOTAL</b>			<b>7.003</b>	<b>504</b>	<b>6.499</b>		<b>7.928</b>	<b>599</b>	<b>7.329</b>

### Cientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» de «Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores» ha sido el siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
<b>Saldo Inicial</b>		<b>569</b>	<b>592</b>
Dotaciones	8.2 y 10.2	168	205
Aplicaciones		(263)	(226)
<b>Saldo Final</b>	33	<b>474</b>	<b>569</b>

Durante el ejercicio 2025, se ha registrado una menor dotación de pérdidas por deterioro procedentes de contratos con clientes, por importe de 37 millones de euros. La variación respecto al ejercicio 2024 es debida a la mejora en el comportamiento de pago en el ejercicio 2025 de los clientes «Business to Business» (B2B) y de las pequeñas compañías comercializadoras de energía.

### Activos de contratos con clientes

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» de «Activos de Contratos con Clientes» (véase Nota 28.1) ha sido el siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
<b>Saldo Inicial</b>		<b>3</b>	<b>2</b>
Dotaciones	10.2	-	1
Aplicaciones		-	-
<b>Saldo Final</b>	28.1	<b>3</b>	<b>3</b>



#### Otros activos financieros no corrientes y corrientes

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» de «Otros Activos Financieros no Corrientes y Corrientes» (véanse Notas 29.1 y 31) ha sido el siguiente:

Millones de Euros					
Notas	2025		2024		
	Activos Financieros no Corrientes	Activos Financieros Corrientes	Activos Financieros no Corrientes	Activos Financieros Corrientes	
<b>Saldo Inicial</b>		<b>23</b>	<b>1</b>	<b>22</b>	<b>2</b>
Dotaciones	16.2 y 17.1	-	20	1	-
Aplicaciones		-	-	-	-
Traspasos y otros		(20)	-	-	(1)
<b>Saldo Final</b>		<b>3</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>1</b>

#### Otros activos no corrientes

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» de «Otros Activos no Corrientes» (véase Nota 30) ha sido el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Saldo Inicial</b>		<b>3</b>	-
Dotaciones		-	-
Aplicaciones	16.2	-	(2)
Traspasos y otros		-	5
<b>Saldo Final</b>		<b>3</b>	<b>3</b>

#### 42.1.4. Compromisos de instrumentos financieros de activo

A 31 de diciembre de 2025 Endesa no tiene suscritos acuerdos que incluyan compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

#### 42.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la clasificación de los instrumentos financieros de pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros					
Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024		
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	
<b>Pasivos Financieros a Coste Amortizado</b>	<b>42.2.1</b>	<b>14.590</b>	<b>6.523</b>	<b>14.918</b>	<b>6.346</b>
Pasivos de Contratos con Clientes	28.2	4.450	523	4.413	487
Deuda Financiera	42.3	9.408	1.005	9.067	613
Otros Pasivos Financieros	40	164	83	64	97
Otros Pasivos	39	568	-	574	-
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	41	-	4.932	-	5.149
<b>Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado</b>		<b>49</b>	<b>215</b>	<b>63</b>	<b>154</b>
Deuda Financiera <sup>(1)</sup>	42.3	14	-	14	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	48	35	215	49	154
<b>Derivados de Cobertura</b>	<b>48</b>	<b>150</b>	<b>299</b>	<b>287</b>	<b>502</b>
<b>TOTAL</b>		<b>14.789</b>	<b>7.037</b>	<b>15.268</b>	<b>7.802</b>

(1) Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacentes de una cobertura de valor razonable y se valoran a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.



#### 42.2.1. Pasivos financieros a coste amortizado

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los pasivos financieros a coste amortizado, por naturaleza, es el siguiente:

Millones de Euros					
	Notas	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables		-	350	-	-
Deudas con Entidades de Crédito	42.3	5.171	461	5.630	512
Otras Deudas Financieras	42.3	4.237	194	4.237	101
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	41	-	4.932	-	5.149
Pasivos de Contratos con Clientes	28.2	4.450	523	4.413	487
Otros Pasivos Financieros	40	164	63	64	97
Otros Pasivos	38	568	-	574	-
<b>TOTAL</b>		<b>14.590</b>	<b>6.523</b>	<b>14.918</b>	<b>6.346</b>

#### 42.3. Deuda financiera

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la composición de los epígrafes de «Deuda Financiera no Corriente» y «Deuda Financiera Corriente» del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros						
	Notas	31 de diciembre de 2025				
		Valor Nominal	Valor Contable		Total	Valor Razonable
			No Corriente	Corriente		
Obligaciones y otros Valores Negociables		362	14	350	364	364
Deudas con Entidades de Crédito		5.644	5.171	461	5.632	5.682
Otras Deudas Financieras		4.434	4.237	194	4.431	4.524
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	22	796	708	66	796	796
Otras		3.638	3.529	106	3.635	3.728
<b>TOTAL</b>		<b>10.440</b>	<b>9.422</b>	<b>1.005</b>	<b>10.427</b>	<b>10.570</b>

Millones de Euros						
	Notas	31 de diciembre de 2024				
		Valor Nominal	Valor Contable		Total	Valor Razonable
			No Corriente	Corriente		
Obligaciones y otros Valores Negociables		12	14	-	14	14
Deudas con Entidades de Crédito		6.161	5.630	512	6.142	6.158
Otras Deudas Financieras		4.342	4.237	101	4.338	4.453
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	22	784	698	66	784	784
Otras		3.558	3.539	15	3.554	3.669
<b>TOTAL</b>		<b>10.515</b>	<b>9.881</b>	<b>613</b>	<b>10.494</b>	<b>10.625</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el desglose del valor nominal de la deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:



Miliones de Euros

	Vencimiento		Valor Contable 31 de diciembre de 2025	Valor Razonable	Valor Nominal		Vencimiento				Total Valor Nominal	
	2021	2022			Corriente	No Corriente	2027	2028	2029	2030		Siguientes
<b>Obligaciones y otros Valores Negociables</b>			<b>364</b>	<b>364</b>	<b>365</b>	<b>12</b>					<b>12</b>	<b>362</b>
Tipo de Interés Fijo	14		14	14		12					12	12
Tipo de Interés Variable			350	350	350							350
<b>Deudas con Entidades de Crédito</b>			<b>5.632</b>	<b>5.632</b>	<b>461</b>	<b>5.183</b>	<b>1.335</b>	<b>1.864</b>	<b>300</b>	<b>305</b>	<b>1.379</b>	<b>5.644</b>
Tipo Fijo			1.784	1.822	200	1.599	875	924				1.769
Tipo de Interés Variable			3.848	3.800	261	3.584	660	940	300	305	1.379	3.845
<b>Otras Deudas Financieras</b>			<b>4.431</b>	<b>4.434</b>	<b>194</b>	<b>4.240</b>	<b>1.740</b>	<b>1.958</b>	<b>73</b>	<b>60</b>	<b>409</b>	<b>4.434</b>
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso			755	796	88	708	89	83	72	50	404	795
Tipo de Interés Fijo			755	796	88	708	89	83	72	50	404	795
Tipo de Interés Variable												
Otras Deudas Financieras			3.525	3.728	106	3.532	1.851	1.875	1		5	3.638
Tipo de Interés Fijo			3.527	3.620	1	3.520	1.851	1.875	1		2	3.530
Tipo de Interés Variable			108	108	105	3					3	108
<b>TOTAL</b>			<b>10.427</b>	<b>10.570</b>	<b>1.005</b>	<b>9.435</b>	<b>3.075</b>	<b>3.822</b>	<b>373</b>	<b>365</b>	<b>1.500</b>	<b>10.440</b>

Miliones de Euros

	Vencimiento		Valor Contable 31 de diciembre de 2024	Valor Razonable	Valor Nominal		Vencimiento				Total Valor Nominal	
	2021	2022			Corriente	No Corriente	2028	2027	2028	2029		Siguientes
<b>Obligaciones y otros Valores Negociables</b>			<b>14</b>	<b>14</b>		<b>12</b>					<b>12</b>	<b>12</b>
Tipo de Interés Fijo	14		14	14		12					12	12
Tipo de Interés Variable												
<b>Deudas con Entidades de Crédito</b>			<b>6.142</b>	<b>6.158</b>	<b>512</b>	<b>5.649</b>	<b>460</b>	<b>1.335</b>	<b>1.870</b>	<b>300</b>	<b>1.684</b>	<b>6.161</b>
Tipo Fijo			1.764	1.815		1.790	200	875	924			1.769
Tipo de Interés Variable			4.358	4.343	512	3.550	260	660	946	300	1.684	4.362
<b>Otras Deudas Financieras</b>			<b>4.338</b>	<b>4.453</b>	<b>101</b>	<b>4.241</b>	<b>93</b>	<b>1.738</b>	<b>1.946</b>	<b>99</b>	<b>405</b>	<b>4.342</b>
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso			764	764	86	698	52	75	70	58	403	764
Tipo de Interés Fijo			764	764	86	698	52	75	70	58	403	764
Otras Deudas Financieras			3.554	3.660	15	3.543	1	1.663	1.876	1	2	3.558
Tipo de Interés Fijo			3.526	3.641		3.530	1	1.650	1.876	1	2	3.530
Tipo de Interés Variable			28	28	15	13		13				28
<b>TOTAL</b>			<b>10.484</b>	<b>10.625</b>	<b>613</b>	<b>5.602</b>	<b>553</b>	<b>3.073</b>	<b>3.816</b>	<b>359</b>	<b>2.101</b>	<b>10.515</b>



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el desglose de la deuda financiera bruta antes de derivados, por monedas, y el efecto sobre la misma por las coberturas de tipo de cambio, es el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025							
	Estructura Inicial de la Deuda			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total		Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio (%)	Tipo de Interés Efectivo (%)
Euro	10.268	10.281	98,0	-	10.268	98,0	3,3	3,3
Dólar Estadounidense (USD)	159	159	2,0	-	159	2,0	5,2	5,2
<b>TOTAL</b>	<b>10.427</b>	<b>10.440</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>10.427</b>	<b>100,0</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024							
	Estructura Inicial de la Deuda			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total		Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio (%)	Tipo de Interés Efectivo (%)
Euro	10.385	10.406	99,0	-	10.385	99,0	3,6	3,6
Dólar Estadounidense (USD)	109	109	1,0	-	109	1,0	3,7	3,7
<b>TOTAL</b>	<b>10.494</b>	<b>10.515</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>10.494</b>	<b>100,0</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente, es el siguiente:

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2024	Variaciones en el Perímetro de Consolidación	No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2025
			Adiciones / (Bajas)	Trasposos y otros	Pagos y Amortizaciones <sup>(Nota 47.3)</sup>	Nueva Financiación <sup>(Nota 47.3)</sup>	
Obligaciones y otros Valores Negociables	12	-	-	-	-	-	12
Deudas con Entidades de Crédito	5.649	-	-	(460)	(15)	9	5.183
Otras Deudas Financieras	4.241	2	100	(92)	(11)	-	4.240
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	698	2	100	(92)	-	-	708
Otras	3.543	-	-	-	(11)	-	3.532
<b>TOTAL</b>	<b>9.902</b>	<b>2</b>	<b>100</b>	<b>(552)</b>	<b>(26)</b>	<b>9</b>	<b>9.435</b>

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2023	Adiciones / (Bajas)	Trasposos y otros	Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2024
				Pagos y Amortizaciones <sup>(Nota 47.3)</sup>	Nueva Financiación <sup>(Nota 47.3)</sup>	
Obligaciones y otros Valores Negociables	12	-	-	-	-	12
Deudas con Entidades de Crédito	5.334	-	(462)	(34)	811	5.649
Otras Deudas Financieras	4.326	(18)	(68)	(6)	7	4.241
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	784	(18)	(66)	-	-	698
Otras	3.542	-	-	(6)	7	3.543
<b>TOTAL</b>	<b>9.672</b>	<b>(18)</b>	<b>(530)</b>	<b>(40)</b>	<b>818</b>	<b>9.902</b>



Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera corriente, es el siguiente:

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2024	No Genera Flujos de Efectivo			Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2025
		Variaciones en el Perímetro de Consolidación	Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones (Nota 47.3)	Nueva Financiación <sup>(1)</sup> (Nota 47.3)	
Obligaciones y otros Valores Negociables	-	-	-	-	(4.090)	4.440	350
Deudas con Entidades de Crédito	512	-	-	461	(512)	-	461
Otras Deudas Financieras	101	1	16	69	(84)	91	194
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	86	1	16	68	(83)	-	88
Otras	15	-	-	1	(1)	91	106
<b>TOTAL</b>	<b>613</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>530</b>	<b>(4.686)</b>	<b>4.531</b>	<b>1.805</b>

Miliones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2023	No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2024
		Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones (Nota 47.3)	Nueva Financiación (Nota 47.3)	
Obligaciones y otros Valores Negociables	-	-	-	(1.265)	1.265	-
Deudas con Entidades de Crédito	761	-	462	(712)	1	512
Otras Deudas Financieras	3.347	8	76	(3.335)	5	101
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	84	8	75	(81)	-	88
Otras	3.263	-	1	(3.254)	5	15
<b>TOTAL</b>	<b>4.188</b>	<b>8</b>	<b>538</b>	<b>(5.312)</b>	<b>1.271</b>	<b>613</b>

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta en el ejercicio 2025 ha sido del 3,3 % (3,6 % en el ejercicio 2024) (véase Nota 3.2b.1).

## 42.4. Otros aspectos

### 42.4.1. Liquidez

A 31 de diciembre de 2025 la liquidez de Endesa asciende a 6.980 millones de euros (6.544 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) y presenta el siguiente detalle:

Miliones de Euros

	Notas	Liquidez	
		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	195	840
Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional y Préstamos no Desembolsados <sup>(1)</sup>		6.785	5.704
<b>TOTAL</b>		<b>6.980</b>	<b>6.544</b>

(1) A 31 de diciembre de 2025 y 2024, 2.500 millones de euros y 2.125 millones de euros, respectivamente, corresponden a las líneas de crédito comprometidas e irrevocables disponibles con Enel Finance International, N.V. (véase Nota 48.1.3).

A 31 de diciembre de 2025 Endesa mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 645 millones de euros. El importe disponible en líneas de crédito a largo plazo garantiza que Endesa pueda obtener recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones, realizar sus activos y liquidar sus pasivos por los importes que figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 43.4).

### 42.4.2. Principales operaciones financieras

Durante el ejercicio 2025 las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

- Endesa, S.A. ha prorrogado por un año adicional su Programa de emisión de pagarés denominado «Endesa, S.A. SDG 13 Euro Commercial Paper Programme» (ECP), el cual fue formalizado el 9 de mayo de 2024 por un importe total de 5.000 millones de euros y con una duración prevista de 5 años, sujeta a renovaciones anuales. Este Programa incorpora objetivos de Sostenibilidad. A 31 de diciembre de 2025, el saldo vivo nominal asociado a dicho Programa asciende a 350 millones de euros.



– Se han formalizado las siguientes operaciones financieras:

Millones de Euros				
Operaciones	Contraparte	Fecha de Firma	Fecha de Vencimiento	Importe
Línea de Crédito <sup>(1)(2)</sup>	BNP Paribas	27 de marzo de 2025	27 de marzo de 2030	150
Línea de Crédito <sup>(2)</sup>	Intesa San Paolo S.p.A.	28 de marzo de 2025	28 de marzo de 2030	200
Línea de Crédito <sup>(2)</sup>	CassaBank, S.A.	28 de marzo de 2025	28 de marzo de 2030	150
Línea de Crédito <sup>(2)</sup>	Enel Finance International N.V.	9 de mayo de 2025	9 de mayo de 2030	1.500
Préstamo <sup>(2)</sup>	Banco Europeo de Inversiones - Fondo de Resiliencia Autonómica	29 de septiembre de 2025	7 de enero de 2041	150
Préstamo <sup>(2)</sup>	Banco Europeo de Inversiones	29 de septiembre de 2025	19 de enero de 2041	500
Préstamo <sup>(2)</sup>	Bankinter, S.A.	16 de diciembre de 2025	9 de enero de 2030	50
<b>TOTAL</b>				<b>2.700</b>

(1) Renovación de líneas de crédito existentes.

(2) Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas al objetivo de reducir las emisiones específicas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Alcance 1 relativas a la Generación Peninsular de Energía (gCO<sub>2</sub>eq/kWh) a 31 de diciembre de 2027.

(3) Corresponde a préstamos no desembolsados a 31 de diciembre de 2025.

#### 42.4.3. Estipulaciones financieras

Determinadas sociedades filiales de Endesa están sujetas al cumplimiento de ciertas obligaciones estipuladas en sus contratos de financiación («covenants»), habituales en contratos de esta naturaleza.

A 31 de diciembre de 2025 ni Endesa, S.A. ni ninguna de sus filiales se encuentran en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Los Administradores de Endesa consideran que la existencia de estas cláusulas no modifica la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2025.

#### Endesa, S.A.

Endesa, S.A., que centraliza la práctica totalidad de la financiación de la actividad de Endesa, no tiene en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provocase un vencimiento anticipado de éstos.

Las emisiones de bonos vivos de Endesa, S.A. (12 millones de euros a 31 de diciembre de 2025), los compromisos de las emisiones de bonos vivos de Endesa, S.A. y la financiación bancaria formalizada por Endesa, S.A. presentan las siguientes cláusulas:

Cláusulas	Operaciones	Estipulaciones
Cláusulas de incumplimiento cruzado («cross-default»)	Emisiones de bonos vivos de Endesa, S.A.	La deuda deberá ser prepagada en el caso de incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de Endesa, S.A.
Cláusulas de limitación al otorgamiento de garantías («negative pledge»)	Los compromisos de las emisiones de bonos vivos de Endesa, S.A. y la financiación bancaria formalizada por Endesa, S.A.	Endesa, S.A. no puede emitir hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus activos (por encima de cierto importe) para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías equivalentes sean emitidas en favor del resto de deudores.
Cláusulas de «par passu»		Los bonos y la financiación bancaria quedan al mismo nivel de prelación que otras deudas no garantizadas ni subordinadas presentes y futuras emitidas por Endesa, S.A.



Adicionalmente, las estipulaciones financieras más significativas que contiene la deuda financiera de Endesa, S.A. son las siguientes:

Miliones de Euros

Cláusulas	Operaciones	Estipulaciones	Deuda Nominal	
			31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Relacionadas con la Calificación Crediticia	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)	Garantías adicionales o renegociación en supuestos de reducción de la calificación crediticia	2.757	2.961
Relacionadas con el Cambio de Control	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Instituto de Crédito Oficial (ICO) y Enel Finance International N.V.	Susceptibles de amortización anticipada en caso de cambio de control en Endesa, S.A.	6.282 <sup>(1)</sup>	6.486 <sup>(1)</sup>
Relacionadas con la Cesión de Activos	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Instituto de Crédito Oficial (ICO) y otras Entidades Financieras.	Restricciones si se supera un porcentaje entre el 7 % y el 10 % sobre los activos consolidados de Endesa. <sup>(2)</sup>	5.615 <sup>(3)</sup>	6.125 <sup>(3)</sup>
Relacionadas con la Sostenibilidad	Operaciones Financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el Instituto de Crédito Oficial (ICO) y otras Entidades Financieras.	Condiciones crediticias ligadas a la reducción de ciertos niveles de emisión de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) a determinadas fechas, o en función de la proporción de las inversiones según Taxonomía de la Unión Europea (UE) para distintos periodos. <sup>(4)</sup>	7.838	7.829

(1) A 31 de diciembre de 2025 el importe formalizado asciende a 9.432 millones de euros (8.611 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

(2) Por encima de dichos porcentajes las restricciones solo aplicarían, con carácter general, si no se recibiera contraprestación equivalente o si la solvencia de Endesa, S.A. se viera afectada negativa y significativamente.

(3) A 31 de diciembre de 2025 el importe formalizado asciende a 9.886 millones de euros (9.690 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

(4) El incumplimiento de dichas estipulaciones implica, únicamente, la modificación de sus condiciones de financiación.

### Filiales del negocio renovable

A 31 de diciembre de 2025 determinadas filiales de renovables de Endesa financiadas a través de «project finance» mantienen deuda financiera por importe de 25 millones de euros que incluye las siguientes cláusulas (32 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véanse Notas 21.4, 36.1.13 y 49):

Cláusulas	Operaciones	Estipulaciones
Relacionadas con el Cambio de Control	Operaciones de Préstamos suscritas para la Financiación de Proyectos y Derivados asociados <sup>(1)</sup>	Susceptibles de amortización anticipada en caso de cambio de control accionarial.
Relacionadas con el Cumplimiento de las Obligaciones	Operaciones de Préstamos suscritas para la Financiación de Proyectos.	Pienda de acciones dadas en garantía del cumplimiento de las obligaciones marcadas por contrato a favor de las entidades financieras acreedoras. <sup>(2)</sup>
Relacionadas con la Distribución de Resultados a los Accionistas		Restricciones sujetas al cumplimiento de determinadas condiciones.
Relacionadas con la Venta de Activos		Restricciones consistentes en la obtención de autorización de la mayoría de los prestamistas, y en algunos casos, destinar el importe de la venta a la amortización de su deuda.
Relacionadas con la Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda		Obligación de dotar una Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda (véase Nota 34).

(1) Con valor de mercado neto de 1 millón de euros, positivos, a 31 de diciembre de 2025 (1 millón de euros, positivo, a 31 de diciembre de 2024).

(2) Por el importe de la deuda financiera viva.

Adicionalmente, dichas filiales de renovables están obligadas al cumplimiento de determinados Ratios de Cobertura Anual del Servicio de la Deuda (RCASD). En lo referente a los mismos, a 31 de diciembre de 2025 no existe incumplimiento de dichos ratios.



#### 42.4.4. Otras consideraciones

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el importe estimado de los intereses de la deuda financiera bruta, considerando los tipos de interés vigentes en esas fechas hasta el vencimiento, es el siguiente:

Miliones de Euros

Instrumento	Total	Intereses de Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2025					
		2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	4	1	-	1	1	1	-
Deudas con Entidades de Crédito	852	176	165	120	83	68	240
Otras Deudas Financieras	534	154	127	58	27	23	145
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	300	40	35	30	27	23	145
Otras	234	114	92	28	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.399</b>	<b>331</b>	<b>292</b>	<b>179</b>	<b>111</b>	<b>92</b>	<b>385</b>

Miliones de Euros

Instrumento	Total	Intereses de Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2024					
		2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	5	1	-	1	1	1	1
Deudas con Entidades de Crédito	943	187	175	157	112	68	244
Otras Deudas Financieras	721	154	150	124	56	25	212
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	375	41	37	32	28	25	212
Otras	346	113	113	92	28	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.669</b>	<b>342</b>	<b>325</b>	<b>282</b>	<b>169</b>	<b>94</b>	<b>457</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

#### 42.5. Pérdidas y ganancias por categorías de activos y pasivos financieros

##### 42.5.1. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el importe de los beneficios y pérdidas netas por categorías de activos y pasivos financieros es el siguiente:

Miliones de Euros

	2025		2024	
	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado
Activos Financieros a Coste Amortizado <sup>(1)</sup>	(188)	-	(205)	-
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado <sup>(2)</sup>	1.643	-	934	-
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado de Otro Resultado Global	-	-	-	-
Derivados de Cobertura <sup>(3)</sup>	53	170	916	187
<b>TOTAL</b>	<b>1.508</b>	<b>170</b>	<b>1.645</b>	<b>187</b>

(1) Corresponde a pérdidas netas de deterioro pendientes de cobrar (véanse Notas 10.2 y 17.1).

(2) Corresponde a ingresos por variación de derivados de materias energéticas y derivados financieros (véanse Notas 10, 11.1, 11.3, 12 y 17.2).

(3) Corresponde a ingresos por cobertura de flujos de efectivo y valor razonable (véanse Notas 12 y 17.2).



#### 42.5.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros es el siguiente:

Millones de Euros	2025		2024	
	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado
Pasivos Financieros a Coste Amortizado <sup>(1)</sup>	(355)	-	(471)	-
Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado <sup>(2)</sup>	(1.315)	-	(1.324)	-
Derivados de Cobertura <sup>(3)</sup>	(283)	-	(1.280)	-
<b>TOTAL</b>	<b>(1.953)</b>	<b>-</b>	<b>(3.075)</b>	<b>-</b>

(1) Corresponde a gastos financieros por deuda (véase Nota 17.1).

(2) Corresponde a gastos por variación de derivados de materias energéticas y derivados financieros (véase Notas 10, 11.1, 11.3, 12 y 17.2).

(3) Corresponde a gastos por cobertura de flujos de efectivo y valor razonable (véase Notas 12 y 17.2).

### 43. Control y gestión de riesgos financieros

La actividad de Endesa, S.A. y sus Sociedades Dependientes se lleva a cabo en un entorno en el que existen riesgos financieros que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos, siendo por tanto necesario gestionar y controlar la exposición a los mismos. La información adicional sobre los principales riesgos e incertidumbres asociados a la actividad de Endesa se describe en el Apartado 8.4 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025.

En particular, la Política General de Control y Gestión de Riesgos y el Sistema Interno de Control y Gestión de Riesgos permiten la identificación, medición y control de los distintos tipos de riesgos financieros a los que está expuesta Endesa (véase Apartado 8.1 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2025).

#### 43.1. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipo de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda financiera que permita minimizar el coste de la deuda financiera en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en el Estado del Resultado Consolidado, mediante la diversificación de la naturaleza de los activos y pasivos financieros y la modificación del perfil de exposición al riesgo de los mismos a través de la contratación de derivados.

El objetivo de reducir el importe de la deuda financiera sujeta a variaciones en los tipos de interés se consigue mediante la contratación de operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados de tipo de interés. En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excederá a la del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compense con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la estructura de riesgo de tipo de interés, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

Miles de Euros	Posición Neta			
	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
	Antes de Derivados	Después de Derivados	Antes de Derivados	Después de Derivados
Tipo de Interés Fijo	6.534	6.511	6.604	6.586
Tipo de Interés Variable	3.593	3.599	2.731	2.712
<b>TOTAL</b>	<b>10.127</b>	<b>10.110</b>	<b>9.335</b>	<b>9.298</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el tipo de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de Endesa es, fundamentalmente, Euribor.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle del valor nominal de los derivados por tipo de interés es el siguiente:

Miles de Euros	Nominal Neto	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS</b>		
<b>Permutas de Tipo Interés</b>		
Permutas de Tipo Interés Variable a Fijo	1.068	1.172
Permutas de Tipo Interés Fijo a Variable	667	667
<b>TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS</b>	<b>1.735</b>	<b>1.839</b>

#### Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el impacto antes de impuestos en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado de la variación en el tipo de interés, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Miles de Euros	Variación de Puntos Básicos	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global Consolidado
<b>Gastos Financieros de la Deuda Bruta Variable Después de Derivados</b>					
Aumento del Tipo de Interés	+25	11	-	10	-
Reducción del Tipo de Interés	-25	(11)	-	(10)	-
<b>Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura</b>					
<b>De Valor Razonable</b>					
Aumento del Tipo de Interés	+25	(2)	-	(4)	-
Reducción del Tipo de Interés	-25	2	-	4	-
<b>De Flujos de Efectivo</b>					
Aumento del Tipo de Interés	+25	-	9	-	12
Reducción del Tipo de Interés	-25	-	(9)	-	(12)
<b>Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados</b>					
<b>Contabilización de Cobertura</b>					
Aumento del Tipo de Interés	+25	-	-	-	-
Reducción del Tipo de Interés	-25	-	-	-	-

#### 43.2. Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipo de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las transacciones para la adquisición de materias primas energéticas (especialmente gas natural) en los mercados internacionales donde los precios de estas materias primas suelen estar denominados en dólares estadounidenses (USD). De igual forma Endesa incurre en este riesgo en la gestión de deuda financiera denominada en moneda extranjera, aprovisionamientos, pagos de primas de seguros, contratos de mantenimiento de centrales y dividendos.



Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, Endesa ha contratado permutas financieras de divisa y seguros de cambio, entre otros, y también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excede del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compensa con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle del valor nominal de los derivados por tipo de cambio es el siguiente:

DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO	Nominal Neto	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Contratos de Divisa de Materias Energéticas</b>		
Contratos a Plazo/ Futuros	1.262	2.282
<b>Otros Contratos</b>		
Contratos a Plazo / Futuros	29	33
<b>Total Contratos a Plazo / Futuros</b>	<b>1.321</b>	<b>2.315</b>
<b>TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO</b>	<b>1.321</b>	<b>2.315</b>

#### Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el impacto antes de impuestos en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado de la evolución del tipo de cambio del euro con el dólar estadounidense (USD), manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

	Variación Porcentual	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
		Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global Consolidado
<b>Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura</b>					
<b>De Flujos de Caja</b>					
Depreciación del Euro	10 %	-	139	-	201
Apreciación del Euro	10 %	-	(114)	-	(165)
<b>De Valor Razonable</b>					
Depreciación del Euro	10 %	-	-	-	-
Apreciación del Euro	10 %	-	-	-	-
<b>Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura</b>					
Depreciación del Euro	10 %	(2)	-	(3)	-
Apreciación del Euro	10 %	1	-	3	-

### 43.3. Riesgo de precio de materias energéticas

Endesa se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de las materias energéticas, incluidos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y las garantías de origen, fundamentalmente a través de:

- Compras de materias energéticas en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados nacionales e internacionales.

La exposición a las fluctuaciones de los precios de materias energéticas se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo como medida del equilibrio entre retorno esperado y riesgo asumido. Estos límites están basados en los resultados esperados en base a un intervalo de confianza del 95 %. Las posiciones de cartera industrial se revisan mensualmente en base al Beneficio en Riesgo, y la cartera de negociación se revisa diariamente en base al Valor en Riesgo.



Adicionalmente, se realizan análisis particulares, desde la perspectiva de riesgos, del impacto de determinadas operaciones consideradas como relevantes en el perfil de riesgos de Endesa y en el cumplimiento de los límites fijados.

Este riesgo se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica que tienen como objetivo mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos.

En el corto y medio plazo las fluctuaciones de los precios de las diferentes materias energéticas se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados.

En la siguiente tabla se expone el valor nocional de las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2025 y a 31 de diciembre de 2024, clasificadas por tipología de instrumento:

Miles de Euros		Nocional	
DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Permutas Financieras		2.878	5.452
Contratos a Plazo/ Futuros		4.821	4.750
Opciones		3.473	853
<b>TOTAL DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS</b>		<b>11.172</b>	<b>10.855</b>

#### Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle del impacto antes de impuestos en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global Consolidado sobre el valor de los derivados de materias energéticas existentes que produciría una variación en los precios de las materias primas, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Miles de Euros		31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	Variación de Precio de Materias Energéticas	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Variación de Precio de Materias Energéticas	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	15 %	-	130	15 %	-	(75)	
	-15 %	-	(131)	-15 %	-	75	
Derivados de Electricidad	15 %	-	103	15 %	-	139	
	-15 %	-	(100)	-15 %	-	(139)	
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	15 %	-	(8)	15 %	-	(62)	
	-15 %	-	7	-15 %	-	62	

Miles de Euros		31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	Variación de Precio de Materias Energéticas	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Variación de Precio de Materias Energéticas	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	15 %	(93)	-	15 %	(35)	-	
	-15 %	93	-	-15 %	35	-	
Derivados de Electricidad	15 %	(69)	-	15 %	(43)	-	
	-15 %	68	-	-15 %	43	-	
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	15 %	8	-	15 %	2	-	
	-15 %	(8)	-	-15 %	(2)	-	



#### 43.4. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el que puede generar dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas a pasivos financieros que son liquidadas mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero. Los objetivos de la gestión del riesgo de liquidez son garantizar un nivel de liquidez minimizando el coste de oportunidad, y mantener una estructura de deuda financiera en base a los vencimientos y fuentes de financiación. En el corto plazo, el riesgo de liquidez es mitigado mediante el mantenimiento de un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo efectivo y depósitos a corto plazo, líneas de crédito disponibles y una cartera de activos muy líquidos.

Endesa mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas, tanto con entidades bancarias como con sociedades del Grupo Enel, e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades previstas antes mencionadas incluyen vencimientos de deuda financiera. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de la deuda financiera e instrumentos financieros derivados, véanse las Notas 42.3 y 45, respectivamente.

La función de tesorería está centralizada en Endesa S.A. y Endesa Financiación Filiales, S.A.U., realizándose provisiones de tesorería al objeto de asegurar que se dispone del efectivo suficiente para satisfacer las necesidades operativas, manteniéndose niveles suficientes de disponibilidad en sus préstamos y líneas de crédito.

La posición de liquidez de Endesa a 31 de diciembre de 2025 se describe en la Nota 42.4.1.

Endesa cuenta con una situación financiera sólida y líneas de crédito incondicionales contratadas con entidades de primer nivel disponibles por importes significativos.

No obstante, con el objetivo de reforzar su posición de liquidez y asegurar la continuidad de la actividad empresarial, Endesa ha formalizado una serie de operaciones financieras (véase Nota 42.4.2).

La información relativa al desglose del valor nominal de la deuda financiera de Endesa por vencimientos se detalla en la Nota 42.3.

#### 43.5. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se genera cuando una contraparte no cumple sus obligaciones establecidas en un contrato financiero o comercial dando lugar a una pérdida financiera. Endesa está expuesta al riesgo de crédito derivado de sus actividades operativas y financieras, incluyendo derivados, depósitos en entidades financieras, transacciones en moneda extranjera y otros instrumentos financieros.

Endesa realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito de sus contrapartes de «*commodities*», financieras y comerciales. La exposición a «*default*» con las contrapartes comerciales se ha moderado observándose una mejora en el comportamiento de pago de los clientes en el ejercicio 2025. Asimismo, la gestión de cobro realizada por la Compañía ha favorecido la reducción de la deuda vencida (véase Nota 5.2).

Las variaciones no esperadas en la calidad crediticia de una contraparte tienen un impacto en la posición del acreedor en términos de solvencia (riesgo de incumplimiento) o por cambios en su valor de mercado (riesgo de diferencial).



Endesa realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito y toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

Precauciones Adicionales	
Seguimiento del Riesgo de Crédito	• Análisis del riesgo, evaluación y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes.
	• Establecimiento de cláusulas contractuales y solicitud de garantías, petición de avales o contratación de seguros en los casos que así lo requieran.
	• Seguimiento exhaustivo de niveles de exposición a las contrapartes.
	• Diversificación de contrapartes.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, éste es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente (véase Nota 33).

A 31 de diciembre de 2025, la deuda vencida de clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores asciende a 893 millones de euros, lo que representa 18,9 días de facturación equivalente (915 millones de euros y 19,4 días de facturación equivalente, respectivamente, a 31 de diciembre de 2024).

Respecto del riesgo de crédito de los activos de carácter financiero, las políticas de riesgo que sigue Endesa son las siguientes:

Políticas de Riesgo de Endesa	
Riesgo de Crédito de los Activos con Carácter Financiero	• Endesa y sus filiales colocan sus excedentes de tesorería en contrapartidas de primer nivel en los mercados en los que operan. A 31 de diciembre de 2025, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo Enel asciende a 72 millones de euros (400 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).
	• La contratación de derivados de riesgo de tipo de interés y de tipo de cambio se realiza con entidades de elevada solvencia de manera que, a 31 de diciembre de 2025, el 100 % de la exposición total de las operaciones contratadas corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a «A-» (93 % a 31 de diciembre de 2024).
	• El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre materias energéticas es limitado. A 31 de diciembre de 2025, y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de materias energéticas resulta inferior a 645 millones de euros (inferior a 211 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).
	• A 31 de diciembre de 2025 el riesgo máximo acumulado por contraparte de los derivados de tipo de interés y de tipo de cambio y los derivados sobre materias energéticas asciende a 665 millones de euros, y ninguna contraparte acumula más del 10 % del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros (330 millones de euros y 16 % del total, respectivamente, a 31 de diciembre de 2024).

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 existen avales, cartas de garantía y prendas recibidos en garantía de operaciones de naturaleza comercial, conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
«Business to Business»	205	256
Contrapartes en los Mercados de Materias Energéticas	425	441
<b>TOTAL</b>	<b>630</b>	<b>697</b>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 no se han ejecutado avales, cartas de garantía o prendas en relación con operaciones de naturaleza comercial por importe significativo.



## Análisis del riesgo por contraparte

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle de la calificación crediticia de los instrumentos financieros de activo corrientes y no corrientes no vencidos, que no pertenecen a las categorías de clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores, de activos de contratos con clientes ni de otros activos no corrientes, es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes</b>	<b>34</b>	<b>195</b>	<b>840</b>
A+		136	764
A		39	38
A-		16	26
BBB+		-	10
BBB		3	1
BBB-		-	2
Contraparte Sin Calificación Crediticia		1	1
<b>Instrumentos de Patrimonio</b>	<b>42.1.2</b>	<b>7</b>	<b>6</b>
A-		3	3
Contraparte Sin Calificación Crediticia		4	3
<b>Instrumentos Financieros Derivados</b>	<b>48</b>	<b>825</b>	<b>918</b>
AAA		448	452
AA-		51	1
A+		8	31
A		30	68
A-		66	118
BBB+		-	4
BBB		-	6
BBB-		19	-
BB+		-	-
BB		34	47
BB-		168	22
B+		-	1
B-		-	1
CCC+		-	8
CCC-		-	86
CC		-	73
D		-	-
Contraparte Sin Calificación Crediticia		-	2
<b>Garantías Financieras Registradas en Activo</b>	<b>42.1.1</b>	<b>105</b>	<b>351</b>
AAA		105	309
A+		-	34
A		-	8
Contraparte Sin Calificación Crediticia		-	-
<b>Activos Financieros <sup>(1)</sup></b>		<b>1.476</b>	<b>1.446</b>
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	5 y 42.1.1	300	201
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNF)	5 y 42.1.1	485	364
Fianzas y Depósitos	42.1.1	430	433
Créditos al Personal	42.1.1	95	92
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	42.1.1 y 48.2	79	77
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	5 y 42.1.1	61	73
Otros Activos Financieros	42.1.1	50	230
Corrección por Deterioro		(24)	(24)
<b>TOTAL</b>		<b>2.608</b>	<b>3.561</b>

(1) Incluye, fundamentalmente, cuentas a cobrar con Administraciones Públicas, así como cuentas a cobrar con contrapartes que no disponen de calificación crediticia.

## 43.6. Riesgo de concentración

Endesa está expuesta al riesgo de concentración de clientes y proveedores en el desarrollo de su actividad.

### Riesgo de concentración de clientes

El riesgo de concentración de clientes se gestiona y minimiza mediante una estrategia de negocio que cuenta con varios criterios de diversificación:

	Criterios de Diversificación
Riesgo de Concentración de Clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipología de clientes: grandes clientes industriales, empresas de tamaño medio y clientes de tipo residencial, tanto clientes privados como Administraciones Públicas.</li> <li>• Actividad económica de los clientes: actividad comercial con clientes que actúan en diferentes sectores.</li> <li>• Tipología de productos comercializados: electricidad, gas natural y otros productos y servicios.</li> </ul>



Esta estrategia permite asegurar que las ventas a un cliente específico no representen un porcentaje significativo de los resultados económicos de Endesa.

Este riesgo se controla mediante la monitorización periódica de las cuentas por cobrar de los clientes (deuda vencida y no vencida), tanto a nivel de cliente individual como por Grupo de entidades bajo un control común.

Durante los ejercicios 2025 y 2024, Endesa no ha tenido, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que individualmente represente el 10 % o más de sus ingresos.

#### Riesgo de concentración de proveedores

Las relaciones que mantiene actualmente Endesa con los principales suministradores y proveedores de servicios son esenciales para el desarrollo y crecimiento de su negocio y la dependencia de Endesa de estas relaciones puede afectar a su capacidad para negociar contratos con dichas partes en condiciones favorables. No obstante, Endesa cuenta con procesos de calificación técnica y económica con el objetivo de garantizar la calidad del bien o servicio adquirido y la calidad financiera del proveedor, así como con una cartera de proveedores diversificada en todas sus categorías de compra, facilitando la sustitución de uno de ellos en caso de interrupción y mitigando así el riesgo de concentración de proveedores.

A 31 de diciembre de 2025 los 10 mayores proveedores no representan más del 18,7 % del total (21,4 % del total a 31 de diciembre de 2024).

La posible caída de proveedor puntual no debería tener efecto significativo en el riesgo de concentración dado que su concentración, es baja y la capacidad de sustitución de proveedores es alta, sin perjuicio del seguimiento que está realizando Endesa respecto de la evolución de dicho riesgo de concentración (véase Nota 5.2).

#### 43.7. Riesgo de compromisos de compra de materias energéticas

A 31 de diciembre de 2025 el importe de los compromisos de compras de existencias asciende a 12.703 millones de euros (18.252 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «take or pay» (véase Nota 32.3).

Los Administradores de la Sociedad consideran que Endesa podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

#### 44. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes compensados y no compensados objeto de compensación es el siguiente:

	Notas	31 de diciembre de 2025					
		Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Otros Activos Financieros no Corrientes	29.1	695	-	695	-	-	695
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	45	331	-	331	(134)	-	197
Otros Activos no Corrientes	30	565	-	565	-	-	565
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>1.621</b>	<b>-</b>	<b>1.621</b>	<b>(134)</b>	<b>-</b>	<b>1.487</b>
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores <sup>(1)</sup>	33	4.125	-	4.125	(190)	-	3.935
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	28.1	3	-	3	-	-	3
Otros Activos Financieros Corrientes	31	892	-	892	-	-	892
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	49	494	-	494	(397)	-	97
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	195	-	195	-	-	195
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>5.709</b>	<b>-</b>	<b>5.709</b>	<b>(587)</b>	<b>-</b>	<b>5.122</b>

(1) No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.



Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2024					Importe Neto
		Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Otros Activos Financieros no Corrientes	29.1	829	-	829	-	-	829
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	45	377	-	377	(22)	42	397
Otros Activos no Corrientes	30	486	-	486	-	-	486
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO NO CORRIENTE</b>		<b>1.692</b>	<b>-</b>	<b>1.692</b>	<b>(22)</b>	<b>42</b>	<b>1.712</b>
Cuentos por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores <sup>(1)</sup>	33	4.194	-	4.194	(232)	-	3.962
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	28.1	12	-	12	-	-	12
Otros Activos Financieros Corrientes	31	974	-	974	-	(2)	972
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	45	541	-	541	(79)	-	462
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	34	840	-	840	-	-	840
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO CORRIENTE</b>		<b>6.561</b>	<b>-</b>	<b>6.561</b>	<b>(311)</b>	<b>(2)</b>	<b>6.248</b>

(1) No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025					Importe Neto
		Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	28.2	4.450	-	4.450	-	-	4.450
Deuda Financiera no Corriente	42.3	9.422	-	9.422	-	-	9.422
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	45	185	-	185	(70)	-	115
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	40	164	-	164	-	-	164
Otros Pasivos no Corrientes	39	568	-	568	-	-	568
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO</b>		<b>14.789</b>	<b>-</b>	<b>14.789</b>	<b>(70)</b>	<b>-</b>	<b>14.719</b>
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	28.2	523	-	523	-	-	523
Deuda Financiera Corriente	42.3	1.005	-	1.005	-	(91)	914
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	45	514	-	514	(370)	-	144
Otros Pasivos Financieros Corrientes	40	63	-	63	-	-	63
Proveedores y Otros Acreedores <sup>(1)</sup>	41	4.932	-	4.932	(190)	-	4.742
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO CORRIENTE</b>		<b>7.037</b>	<b>-</b>	<b>7.037</b>	<b>(560)</b>	<b>(91)</b>	<b>6.386</b>

(1) No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2024					Importe Neto
		Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	28.2	4.413	-	4.413	-	-	4.413
Deuda Financiera no Corriente	42.3	9.881	-	9.881	-	-	9.881
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	45	336	-	336	(64)	-	272
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	40	64	-	64	-	-	64
Otros Pasivos no Corrientes	39	574	-	574	-	-	574
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>15.268</b>	<b>-</b>	<b>15.268</b>	<b>(64)</b>	<b>-</b>	<b>15.204</b>
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	28.2	487	-	487	-	-	487
Deuda Financiera Corriente	42.3	613	-	613	-	-	613
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	45	656	-	656	3	-	659
Otros Pasivos Financieros Corrientes	40	97	-	97	-	-	97
Proveedores y Otros Acreedores <sup>(1)</sup>	41	5.149	-	5.149	(232)	-	4.917
<b>TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO CORRIENTE</b>		<b>7.002</b>	<b>-</b>	<b>7.002</b>	<b>(229)</b>	<b>-</b>	<b>6.773</b>

(1) No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.



#### 45. Instrumentos financieros derivados

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle del epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» del Estado de Situación Financiera Consolidado es el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025		31 de diciembre de 2024	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros Derivados de Activo	331	494	377	541
Instrumentos Financieros Derivados de Pasivo	185	514	336	656

Endesa, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita en la Nota 43, realiza contrataciones de derivados principalmente de tipo de interés, de tipo de cambio y de cobertura de operaciones físicas.

Endesa no presenta de forma separada información sobre derivados implícitos, ya que las características y riesgos económicos inherentes a estos derivados están relacionados estrechamente con los contratos principales.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de la composición de los saldos que recogen el nocional y la variación de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas es el siguiente:

Miliones de Euros

	Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>	12	12	2	2	-	-	-	-
Tipo de Interés	12	12	2	2	-	-	-	-
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo</b>	1.888	2.266	256	332	2.121	3.162	268	368
Tipo de Interés	536	622	32	39	-	-	-	-
Tipo de Cambio	261	715	1	38	-	1.252	-	70
Materias Energéticas	1.089	929	223	255	2.121	1.910	268	298
<b>Derivados no Designados Contablemente de Cobertura</b>	536	361	73	43	2.116	1.678	226	173
Tipo de Cambio	-	21	-	-	-	50	-	4
Materias Energéticas	536	340	73	43	2.116	1.628	226	169
<b>TOTAL</b>	<b>2.436</b>	<b>2.639</b>	<b>331</b>	<b>377</b>	<b>4.237</b>	<b>4.840</b>	<b>494</b>	<b>541</b>

Miliones de Euros

	Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>	675	675	8	16	-	-	-	-
Tipo de Interés	675	675	8	16	-	-	-	-
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo</b>	1.658	2.536	142	271	3.166	2.551	299	502
Tipo de Interés	550	550	9	20	-	-	-	-
Tipo de Cambio	230	-	7	-	813	174	45	3
Materias Energéticas	878	1.986	126	251	2.353	2.377	254	499
<b>Derivados no Designados Contablemente de Cobertura</b>	413	324	35	49	1.683	1.464	215	154
Tipo de Cambio	17	21	-	-	-	62	-	7
Materias Energéticas	396	303	35	49	1.683	1.362	215	147
<b>TOTAL</b>	<b>2.746</b>	<b>3.535</b>	<b>185</b>	<b>336</b>	<b>4.849</b>	<b>4.015</b>	<b>514</b>	<b>656</b>

El importe nocional contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo asumido por Endesa ya que este importe únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.



#### 45.1. Instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura

A 31 de diciembre de 2025 Endesa ha revisado que sigue cumpliendo con los criterios establecidos por la normativa para aplicar la contabilidad de coberturas.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo.

##### 45.1.1. Riesgo de tipo de interés

###### Vencimiento

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nocional y el tipo de interés medio de los derivados de cobertura de flujos de caja de tipo de interés desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2025	Vencimiento						Total
	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes	
Nocional (Millones de Euros)	-	250	-	-	278	560	1.088
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	-	3,0	-	-	0,7	2,1	
Tipo de Interés Medio (%)	-	3,0	-	-	0,7	2,1	

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2024	Vencimiento						Total
	2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	
Nocional (Millones de Euros)	-	-	250	-	-	922	1.172
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	-	-	3,0	-	-	1,8	
Tipo de Interés Medio (%)	-	-	3,0	-	-	1,8	

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nocional y el tipo de interés medio de los derivados de cobertura de valor razonable de tipo de interés desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Valor Razonable a 31 de diciembre de 2025	Vencimientos						Total
	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes	
Nocional (Millones de Euros)	-	675	-	-	-	12	687
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	-	1,9	-	-	-	5,7	
Tipo de Interés Medio (%)	-	1,9	-	-	-	5,7	

Derivados de Cobertura de Valor Razonable a 31 de diciembre de 2024	Vencimientos						Total
	2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	
Nocional (Millones de Euros)	-	-	675	-	-	12	687
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	-	-	1,9	-	-	5,7	
Tipo de Interés Medio (%)	-	-	1,9	-	-	5,7	

###### Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el desglose de los derivados de cobertura de tipo de interés, por designación y clasificado por tipo de elemento cubierto, es el siguiente:

Miles de Euros		31 de diciembre de 2025					
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	Elemento de Cobertura	Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>		<b>1.088</b>	<b>23</b>	<b>538</b>	<b>32</b>	<b>550</b>	<b>9</b>
Permutas de Tipo Interés	Financiación a Tipo Variable	1.088	23	538	32	550	9
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>		<b>687</b>	<b>(6)</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>675</b>	<b>8</b>
Permutas de Tipo Interés	Obligaciones a Tipo Fijo	12	2	12	2	-	-
	Financiación a Tipo Fijo	675	(8)	-	-	675	8
<b>Total Permutas de Tipo Interés</b>		<b>1.775</b>	<b>17</b>	<b>550</b>	<b>34</b>	<b>1.225</b>	<b>17</b>
<b>TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS</b>		<b>1.775</b>	<b>17</b>	<b>550</b>	<b>34</b>	<b>1.225</b>	<b>17</b>



Miliones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	Elemento de Cobertura	31 de diciembre de 2024					
		Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>		1.172	19	622	39	550	20
Permutas de Tipo Interés	Financiación a Tipo Variable	1.172	19	622	39	550	20
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>		687	(14)	12	2	675	16
Permutas de Tipo Interés	Obligaciones a Tipo Fijo	12	2	12	2	-	-
	Financiación a Tipo Fijo	675	(10)	-	-	675	10
<b>Total Permutas de Tipo Interés</b>		1.859	5	634	41	1.225	36
<b>TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS</b>		1.859	5	634	41	1.225	36

#### Estratificación flujos de caja esperados

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Miliones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2025	2026	2027	2028	2029	2030	Siguintes
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>	23	3	3	5	4	4	6
Valor Razonable Positivo	32	8	7	6	5	4	6
Valor Razonable Negativo	(9)	(5)	(4)	(1)	(1)	-	-
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>	(6)	(5)	(4)	-	-	-	-
Valor Razonable Positivo	2	1	1	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(6)	(6)	(5)	-	-	-	-

Miliones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Siguintes
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>	19	8	1	3	4	2	2
Valor Razonable Positivo	39	12	7	7	6	4	7
Valor Razonable Negativo	(20)	(4)	(6)	(4)	(2)	(2)	(5)
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>	(14)	(13)	(4)	(5)	-	-	1
Valor Razonable Positivo	2	-	1	-	-	-	1
Valor Razonable Negativo	(16)	(13)	(5)	(5)	-	-	-

#### Efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en los Estados Financieros Consolidados

El efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en el Estado de Situación Financiera Consolidado, en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado ha sido el siguiente:

Miliones de Euros

DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2025			2025			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(3)(4)</sup>	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(4)(5)</sup>	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Permutas de Tipo Interés	1.088	32	(9)	5	7	-	(1)
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA</b>	1.088	32	(9)	5	7	-	(1)

(1) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

(2) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

(3) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la perfecta cubierta ha afectado al resultado.

(4) Se incluye en el epígrafe «Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados» del Estado del Resultado Consolidado.

(5) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.



Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024			2024			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(3)</sup>	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(4)</sup>	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Permutas de Tipo Interés	1.172	39	(20)	(19)	25	-	2
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA</b>	<b>1.172</b>	<b>39</b>	<b>(20)</b>	<b>(19)</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>2</b>

(1) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(2) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(3) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.  
(4) Se incluye en el epígrafe «Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados» del Estado del Resultado Consolidado.  
(5) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, teniendo en cuenta las coberturas de flujos de caja que se consideran eficaces, el 32 % de la deuda estaba protegida al riesgo de tipo de interés. Considerando también las coberturas de valor razonable, a 31 de diciembre de 2025 y 2024, este porcentaje es del 39 %.

#### Efecto de los derivados de cobertura de valor razonable en los Estados Financieros Consolidados

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el efecto de los derivados de cobertura de valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado, ha sido el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025		
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>			
Permutas de Tipo Interés	687	2	(8)
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE VALOR RAZONABLE</b>	<b>687</b>	<b>2</b>	<b>(8)</b>

(1) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(2) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024		
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>			
Permutas de Tipo Interés	687	2	(16)
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE VALOR RAZONABLE</b>	<b>687</b>	<b>2</b>	<b>(16)</b>

(1) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(2) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el efecto de la partida cubierta de los derivados de cobertura de valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado, ha sido el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
	Importe en Libros de la Partida	Importe Acumulado de los Ajustes de Cobertura del Valor Razonable en la Partida Cubierta	Valor Razonable Usado para Medir la Ineficacia del Año	Importe en Libros de la Partida	Importe Acumulado de los Ajustes de Cobertura del Valor Razonable en la Partida Cubierta	Valor Razonable Usado para Medir la Ineficacia del Año
<b>Derivados de Cobertura de Valor Razonable</b>						
Deuda a Plazo Fijo	678	(9)	6	665	(22)	13
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE VALOR RAZONABLE</b>	<b>678</b>	<b>(9)</b>	<b>6</b>	<b>665</b>	<b>(22)</b>	<b>13</b>



Durante los ejercicios 2025 y 2024, en las coberturas de valor razonable el importe registrado en el Estado del Resultado Consolidado del derivado y del elemento cubierto ha sido el siguiente:

Millones de Euros		2025		2024	
	Notas	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	17.1	-	5	6	35
Derivados <sup>(1)</sup>	17.2	7	1	28	-
<b>TOTAL</b>		<b>7</b>	<b>6</b>	<b>34</b>	<b>35</b>

(1) Sin liquidaciones.

#### 45.1.2. Riesgo de tipo de cambio

##### Vencimiento

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nominal y el tipo de cambio medio de los derivados de cobertura de tipo de cambio desglosados por vencimiento es el siguiente:

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2025		Vencimiento					Total
		2026	2027	2028	2029	2030	
Contratos a Plazo/ Futuros Tipo de Cambio EUR/USD	Notacional (Millones de Euros)	813	491	-	-	-	1.304
	Tipo de Cambio Medio EUR/USD	1,12	1,18	0,00	-	-	-

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2024		Vencimiento					Total
		2025	2026	2027	2028	2029	
Contratos a Plazo/ Futuros Tipo de Cambio EUR/USD	Notacional (Millones de Euros)	1.426	714	1	-	-	2.141
	Tipo de Cambio Medio EUR/USD	1,10	1,13	1,10	-	-	-

##### Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nominal y el valor razonable de los derivados de cobertura de tipo de cambio, por designación y clasificado por tipo de elemento cubierto, es el siguiente:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2025					
DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		Notacional Neto	Valor Razonable Neto	Notacional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Notacional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Contratos a Plazo/ Futuros Divisas	Contratos de Divisa de Materias Primas	1.275	(48)	261	1	1.014	49
	Otros Contratos	29	(3)	-	-	29	3
<b>Total Contratos a Plazo/ Futuros</b>		<b>1.304</b>	<b>(51)</b>	<b>261</b>	<b>1</b>	<b>1.043</b>	<b>52</b>
<b>TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO</b>		<b>1.304</b>	<b>(51)</b>	<b>261</b>	<b>1</b>	<b>1.043</b>	<b>52</b>

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024					
DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		Notacional Neto	Valor Razonable Neto	Notacional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Notacional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Contratos a Plazo/ Futuros Divisas	Contratos de Divisa de Materias Primas	2.108	104	1.934	107	174	3
	Otros Contratos	33	1	33	1	-	-
<b>Total Contratos a Plazo/ Futuros</b>		<b>2.141</b>	<b>105</b>	<b>1.967</b>	<b>108</b>	<b>174</b>	<b>3</b>
<b>TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO</b>		<b>2.141</b>	<b>105</b>	<b>1.967</b>	<b>108</b>	<b>174</b>	<b>3</b>



### Estratificación flujos de caja esperados

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Miles de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2025	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes
<b>Derivados de Tipo de Cambio - Cobertura de Flujo de Caja</b>							
Caja	(51)	(45)	(6)	-	-	-	-
Valor Razonable Positivo	1	-	1	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(52)	(45)	(7)	-	-	-	-

Miles de Euros							
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes
<b>Derivados de Tipo de Cambio - Cobertura de Flujo de Caja</b>							
Caja	105	67	38	-	-	-	-
Valor Razonable Positivo	108	71	38	-	-	-	-
Valor Razonable Negativo	(3)	(4)	-	-	-	-	-

### Efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en los Estados Financieros Consolidados

El efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en el Estado de Situación Financiera Consolidado, en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado ha sido el siguiente:

	31 de diciembre de 2025			2025			
	Nacional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(3)(4)</sup>	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(4)(5)</sup>	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia <sup>(4)</sup>
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Contratos a Plazo/ Futuros de Tipo de Cambio	1.304	1	(52)	(156)	(20)	-	-
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA</b>	<b>1.304</b>	<b>1</b>	<b>(52)</b>	<b>(156)</b>	<b>(20)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (1) Se incluye en los epígrafes «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(2) Se incluye en los epígrafes «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(3) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.  
(4) Se incluye en el epígrafe «Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas» del Estado del Resultado Consolidado.  
(5) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.

	31 de diciembre de 2024			2024			
	Nacional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(3)(4)</sup>	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado <sup>(4)(5)</sup>	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia <sup>(4)</sup>
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Contratos a Plazo/ Futuros de Tipo de Cambio	2.141	108	(3)	104	57	-	-
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA</b>	<b>2.141</b>	<b>108</b>	<b>(3)</b>	<b>104</b>	<b>57</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (1) Se incluye en los epígrafes «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(2) Se incluye en los epígrafes «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.  
(3) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.  
(4) Se incluye en el epígrafe «Ingresos y Gastos por Derivados de Materias Energéticas» del Estado del Resultado Consolidado.  
(5) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo Contratos a Plazo/ Futuros ya no se espera que se produzcan.



45.1.3. Riesgo de materias energéticas

Vencimiento

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor notional y el precio medio de los derivados de cobertura de materias energéticas desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Miliones de Euros

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2025			Vencimiento						
			2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes	Total
<b>Permutas Financieras</b>									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	180	-	-	-	-	-	180
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	66,2	-	-	-	-	-	-
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	125	130	-	-	-	-	235
		Precio Medio (USD/MBTU)	426,8	423,1	-	-	-	-	-
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	348	55	30	-	-	-	433
		Precio Medio (€/MWh)	34,0	28,9	25,0	-	-	-	-
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	248	102	96	97	96	199	841
		Precio Medio (€/MWh)	49,4	34,3	33,4	32,9	32,8	31,8	-
<b>Contratos a Plazo/ Futuros</b>									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	360	190	-	-	-	-	550
		Precio Medio (USD/MBTU)	4,0	4,0	-	-	-	-	-
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.088	268	-	-	-	-	1.356
		Precio Medio (€/MWh)	35,1	30,8	-	-	-	-	-
Derivados de Derechos de Emisión de Dioxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	232	5	-	-	-	-	238
		Precio Medio (€/TM)	73,7	71,0	-	-	-	-	-
<b>Opciones</b>									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	1.172	-	-	-	-	-	1.172
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	69	-	-	-	-	-	-
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	88	-	-	-	-	-	88
		Precio Medio (USD/MBTU)	4	-	-	-	-	-	-
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	220	-	-	-	-	-	220
		Precio Medio (€/MWh)	28	-	-	-	-	-	-
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	45	44	45	52	52	291	529
		Precio Medio (€/MWh)	34,0	34,0	34,0	33,4	33,4	34,0	-
Derivados de Derechos de Emisión de Dioxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	599	-	-	-	-	-	599
		Precio Medio (€/TM)	100,1	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL NOCIONAL</b>			<b>4.685</b>	<b>795</b>	<b>174</b>	<b>148</b>	<b>148</b>	<b>490</b>	<b>6.441</b>

Miliones de Euros

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2024			Vencimiento						
			2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	Total
<b>Permutas Financieras</b>									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	381	12	-	-	-	-	393
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	77,7	75,4	-	-	-	-	-
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	590	73	-	-	-	-	663
		Precio Medio (USD/MBTU)	4,2	4,1	-	-	-	-	-
	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	174	-	-	-	-	-	174
		Precio Medio (USD/TM)	578,7	-	-	-	-	-	-
MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.292	362	2	-	-	-	1.656	
	Precio Medio (€/MWh)	50,2	34,3	26,8	-	-	-	-	
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	237	159	153	150	148	600	1.447
		Precio Medio (€/MWh)	52,4	38,0	34,2	33,5	33,2	32,8	-
<b>Contratos a Plazo/ Futuros</b>									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	29	251	-	-	-	-	280
		Precio Medio (USD/MBTU)	3,4	4,0	-	-	-	-	-
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.470	741	1	-	-	-	2.212
		Precio Medio (€/MWh)	49,1	33,8	27,4	-	-	-	-
Derivados de Derechos de Emisión de Dioxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	494	47	-	-	-	-	541
		Precio Medio (€/TM)	62,5	69,3	-	-	-	-	-
<b>Opciones</b>									
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	-	-	-	-	-	36	36
		Precio Medio (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	26,7
<b>TOTAL NOCIONAL</b>			<b>4.467</b>	<b>1.845</b>	<b>156</b>	<b>150</b>	<b>148</b>	<b>636</b>	<b>7.202</b>



### Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nominal y el valor razonable de los derivados de cobertura de materias energéticas, clasificado por tipo de materia prima, es el siguiente:

Miles de Euros	Activos								Pasivos			
	Nominal		Valor Razonable		Nominal		Valor Razonable					
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024				
<b>Derivados de Materias Energéticas</b>												
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>												
<b>Derivados de Combustibles Líquidos y Gas</b>	1.943	1.912	308	259	2.291	3.266	243	632				
Permutas Financieras	133	407	22	41	715	2.199	69	369				
Contratos a Plazo/ Futuros	1.040	1.425	231	218	866	1.067	120	243				
Opciones	770	-	53	-	710	-	34	-				
<b>Derivados de Electricidad</b>	773	507	172	216	597	976	97	94				
Permutas Financieras	345	471	147	207	496	976	68	94				
Contratos a Plazo/ Futuros	-	-	-	-	-	-	-	-				
Opciones	428	36	25	9	101	-	9	-				
<b>Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	494	420	13	78	343	121	40	24				
Contratos a Plazo/ Futuros	75	420	12	78	163	121	32	24				
Opciones	419	-	1	-	180	-	8	-				
<b>TOTAL DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS</b>	<b>3.210</b>	<b>2.839</b>	<b>491</b>	<b>553</b>	<b>3.231</b>	<b>4.363</b>	<b>380</b>	<b>750</b>				

### Estratificación valor razonable

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Miles de Euros	Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable					
		31 de diciembre de 2025	2026	2027	2028	2029	2030 Siguintes
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	63	50	15	(2)	-	-	-
Derivados de Electricidad	75	(7)	4	11	18	17	32
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	(27)	(28)	1	-	-	-	-

Miles de Euros	Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable					
		31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029 Siguintes
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(373)	(255)	(118)	-	-	-	-
Derivados de Electricidad	122	36	24	18	19	21	4
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	54	58	(4)	-	-	-	-



### Efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en los Estados Financieros Consolidados

El efecto de los derivados de cobertura de flujos de caja en el Estado de Situación Financiera Consolidado, en el Estado del Resultado Consolidado y en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado ha sido el siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025			2025			Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia <sup>(5)</sup>
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado <sup>(3)(4)</sup>	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado <sup>(3)(5)</sup>	
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	4.234	300	243	417	(96)	-	(32)
Derivados de Electricidad	1.370	172	97	(20)	(84)	-	(1)
Derivados de Derechos de Emisión de Dioxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	837	13	40	(76)	-	-	(3)
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA</b>	<b>6.441</b>	<b>491</b>	<b>380</b>	<b>321</b>	<b>(180)</b>	<b>-</b>	<b>(36)</b>

(1) Se incluye en los epígrafes «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

(2) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

(3) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.

(4) Se incluye en el epígrafe «Ingresos y Gastos de Derivados de Materias Energéticas» del Estado del Resultado Consolidado.

(5) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo futuros ya no se espera que se produzcan.

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024			2024			Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia <sup>(5)</sup>
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo <sup>(1)</sup>	Valor Razonable Pasivo <sup>(2)</sup>	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado <sup>(3)(4)</sup>	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado <sup>(3)(5)</sup>	
<b>Derivados de Cobertura de Flujos de Caja</b>							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	5.178	259	632	243	(532)	-	162
Derivados de Electricidad	1.463	216	94	(102)	(70)	-	4
Derivados de Derechos de Emisión de Dioxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	541	78	24	(39)	-	-	3
<b>TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA</b>	<b>7.282</b>	<b>553</b>	<b>750</b>	<b>102</b>	<b>(602)</b>	<b>-</b>	<b>169</b>

(1) Se incluye en los epígrafes «Instrumentos Financieros Derivados» de Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

(2) Se incluye en el epígrafe «Instrumentos Financieros Derivados» de Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado.

(3) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque la partida cubierta ha afectado al resultado.

(4) Se incluye en el epígrafe «Ingresos y Gastos de Derivados de Materias Energéticas» del Estado del Resultado Consolidado.

(5) Importe reclasificado al Estado del Resultado Consolidado porque los flujos de efectivo futuros ya no se espera que se produzcan.

## 45.2. Instrumentos financieros derivados no designados como instrumentos de cobertura

### Vencimiento

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nocional, desglosado por vencimiento, es el siguiente:

Miliones de Euros

Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	Estratificación Valor Nocional						
	31 de diciembre de 2025	2026	2027	2028	2029	2030	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio	17	-	17	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	4.003	3.343	588	70	2	-	-
Derivados de Electricidad	50	(25)	17	11	10	6	38
Derivados de Derechos de Emisión de Dioxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	660	549	111	-	-	-	-
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	13	9	2	2	-	-	-



Miliones de Euros

Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	Estratificación Valor Nocial						
	31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Sigüentes
Derivados de Tipo de Cambio	174	132	42	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	3.258	2.684	559	15	-	-	-
Derivados de Electricidad	63	56	4	3	-	-	-
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	324	321	3	-	-	-	-
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	8	4	3	1	-	-	-

#### Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el detalle del valor nocial y valor razonable de los derivados no designados contablemente como instrumentos de cobertura desglosados por tipología y por elemento cubierto, es el siguiente:

Miliones de Euros

Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	Activo				Pasivo			
	Nocial		Valor Razonable		Nocial		Valor Razonable	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Derivados sobre el Tipo de Cambio</b>	-	71	-	4	17	103	-	7
Futuros de Divisa a Plazo	-	71	-	4	17	103	-	7
<b>Derivados de Combustibles Líquidos y Gas</b>	2.292	1.708	234	199	1.711	1.550	219	189
Permutas Financieras	1.076	671	96	52	73	586	16	70
Contratos a Plazo de Futuros	883	954	122	145	1.284	578	193	101
Opciones	333	83	14	2	354	386	10	18
<b>Derivados de Electricidad</b>	26	36	1	3	29	27	2	1
Permutas Financieras	17	36	1	3	23	26	1	1
Contratos a Plazo de Futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
Opciones	9	-	-	-	6	1	1	-
<b>Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	330	229	55	8	330	104	24	4
Contratos a Plazo de Futuros	266	73	47	7	231	104	16	4
Opciones	64	147	8	1	99	-	8	-
<b>Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales</b>	4	4	9	2	9	4	5	2
Contratos a Plazo de Futuros	4	4	0	2	9	4	5	2
<b>TOTAL</b>	<b>2.652</b>	<b>2.639</b>	<b>299</b>	<b>216</b>	<b>2.096</b>	<b>1.788</b>	<b>250</b>	<b>203</b>

#### Estratificación valor razonable

En la siguiente tabla se indican los flujos de efectivo esperados durante los ejercicios futuros relativos a los derivados no designados contablemente de cobertura.

Miliones de Euros

Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2025	2026	2027	2028	2029	2030	Sigüentes
Derivados de Tipo de Cambio	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	15	(4)	20	(1)	-	-	-
Derivados de Electricidad	(1)	4	(2)	(1)	(1)	-	(1)
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	31	18	13	-	-	-	-
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	4	(2)	1	1	1	1	2

Miliones de Euros

Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Sigüentes
Derivados de Tipo de Cambio	(3)	(3)	-	-	-	-	-
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10	11	(2)	1	-	-	-
Derivados de Electricidad	2	2	-	-	-	-	-
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	4	4	-	-	-	-	-
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	-	-	-	-	-	-	-



## 46. Medición a valor razonable

### 46.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la clasificación por niveles de jerarquía de valor razonable de los activos financieros valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025							
		Activo no Corriente			Activo Corriente				
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos de Patrimonio	42.1	6	-	-	6	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	43	2	-	2	-	-	-	-	-
Tipo de Interés		2	-	2	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	43	256	54	33	169	268	188	80	-
Tipo de Interés		32	-	32	-	-	-	-	-
Tipo de Cambio		1	-	1	-	-	-	-	-
Materias Energéticas		223	54	-	169	268	188	80	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	43	73	42	31	-	226	131	95	-
Tipo de Cambio		-	-	-	-	-	-	-	-
Materias Energéticas		73	42	31	-	226	131	95	-
Existencias	32.1 y 32.2	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>337</b>	<b>96</b>	<b>66</b>	<b>175</b>	<b>494</b>	<b>319</b>	<b>175</b>	<b>-</b>

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2024							
		Activo no Corriente			Activo Corriente				
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos de Patrimonio	42.1	6	-	-	6	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	43	2	-	2	-	-	-	-	-
Tipo de Interés		2	-	2	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	43	332	33	87	212	368	264	104	-
Tipo de Interés		30	-	30	-	-	-	-	-
Tipo de Cambio		38	-	38	-	70	-	70	-
Materias Energéticas		255	33	10	212	298	264	34	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	43	43	36	7	-	173	115	58	-
Tipo de Cambio		-	-	-	-	4	-	4	-
Materias Energéticas		43	36	7	-	169	115	54	-
Existencias	32.1 y 32.2	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>383</b>	<b>69</b>	<b>96</b>	<b>218</b>	<b>541</b>	<b>379</b>	<b>162</b>	<b>-</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido traspasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los activos financieros indicados anteriormente.

Endesa ha seguido utilizando las mismas normas de valoración para determinar el valor razonable (véanse Notas 3.1, 3.2g 5 y 3.2o).

### 46.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 la clasificación por niveles de jerarquía de valor razonable de los activos no corrientes, no valorados a valor razonable, del Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025				31 de diciembre de 2024			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
		Inversiones Inmobiliarias	23.1	5	-	-	5	6	-



### 46.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, los pasivos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025										
	Notas	Pasivo no Corriente			Pasivo Corriente			Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1				
Obligaciones y otros Valores Negociables	42.3	14	-	14	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	45	8	-	8	-	-	-	-	-	-	-
Tipo de Interés		8	-	8	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	45	142	15	38	89	299	128	171	-	-	-
Tipo de Interés		9	-	9	-	-	-	-	-	-	-
Tipo de Cambio		7	-	7	-	45	-	45	-	-	-
Materias Energéticas		126	15	22	89	254	128	126	-	-	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	45	35	27	2	6	215	184	31	-	-	-
Tipo de Cambio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Materias Energéticas		35	27	2	6	215	184	31	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>199</b>	<b>42</b>	<b>62</b>	<b>95</b>	<b>514</b>	<b>312</b>	<b>202</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2024										
	Notas	Pasivo no Corriente			Pasivo Corriente			Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1				
Obligaciones y otros Valores Negociables	42.3	14	-	14	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	45	16	-	16	-	-	-	-	-	-	-
Tipo de Interés		16	-	16	-	-	-	-	-	-	-
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	45	271	99	83	89	502	167	335	-	-	-
Tipo de Interés		20	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Tipo de Cambio		-	-	-	-	3	-	3	-	-	-
Materias Energéticas		251	99	83	89	499	167	332	-	-	-
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	45	49	22	27	-	154	84	70	-	-	-
Tipo de Cambio		-	-	-	-	7	-	7	-	-	-
Materias Energéticas		49	22	27	-	147	84	63	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>350</b>	<b>121</b>	<b>140</b>	<b>89</b>	<b>656</b>	<b>251</b>	<b>405</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido traspasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos financieros indicados anteriormente.



#### 46.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los pasivos financieros no corrientes y corrientes, no valorados a valor razonable, en el Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Milones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	42.3	5.085	-	5.085	-
Tipo de Interés Fijo		1.564	-	1.564	-
Tipo de Interés Variable		3.501	-	3.501	-
Otras Deudas Financieras	42.3	4.216	-	4.216	-
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		708	-	708	-
Tipo de Interés Fijo		708	-	708	-
Otras		3.508	-	3.508	-
Tipo de Interés Fijo		3.506	-	3.506	-
Tipo de Interés Variable		2	-	2	-
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>9.301</b>	<b>-</b>	<b>9.301</b>	<b>-</b>
Obligaciones y otros Valores Negociables		350	-	350	-
Tipo de Interés Variable		350	-	350	-
Deudas con Entidades de Crédito	42.3	597	-	597	-
Tipo de Interés Fijo		238	-	238	-
Tipo de Interés Variable		359	-	359	-
Otras Deudas Financieras	42.3	308	-	308	-
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		88	-	88	-
Tipo de Interés Fijo		88	-	88	-
Otras		220	-	220	-
Tipo de Interés Fijo		114	-	114	-
Tipo de Interés Variable		106	-	106	-
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>		<b>1.255</b>	<b>-</b>	<b>1.255</b>	<b>-</b>

Milones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2024			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	42.3	5.483	-	5.483	-
Tipo de Interés Fijo		1.775	-	1.775	-
Tipo de Interés Variable		3.708	-	3.708	-
Otras Deudas Financieras	42.3	4.238	-	4.238	-
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		698	-	698	-
Tipo de Interés Fijo		698	-	698	-
Otras		3.540	-	3.540	-
Tipo de Interés Fijo		3.527	-	3.527	-
Tipo de Interés Variable		13	-	13	-
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>		<b>9.721</b>	<b>-</b>	<b>9.721</b>	<b>-</b>
Deudas con Entidades de Crédito	42.3	675	-	675	-
Tipo de Interés Fijo		40	-	40	-
Tipo de Interés Variable		635	-	635	-
Otras Deudas Financieras	42.3	215	-	215	-
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		86	-	86	-
Tipo de Interés Fijo		86	-	86	-
Otras		129	-	129	-
Tipo de Interés Fijo		114	-	114	-
Tipo de Interés Variable		15	-	15	-
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>		<b>890</b>	<b>-</b>	<b>890</b>	<b>-</b>



#### 46.5. Nivel 3 de jerarquía de valor razonable

Endesa tiene formalizados contratos financieros de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo, «Power Purchase Agreement» (PPAs) mediante los cuales se compromete a la compra/venta de un determinado volumen de energía a un precio determinado (véase Nota 3.2g.5.2).

A 31 de diciembre de 2025 las principales características de estos contratos financieros a largo son las que se detallan a continuación:

Contrato <sup>(1)</sup>	Volumen de Energía Contratado TWh	Duración	Tratamiento Contable
Compra de Energía Eléctrica	1,36	2019-2035	Valor Razonable con Cambios en Resultados
Compra de Energía Eléctrica	20,33	2020-2035	Cobertura de Flujos de Efectivo
Venta de Energía Eléctrica	14,80	2022-2040	Cobertura de Flujos de Efectivo

(1) «Virtual Power Purchase Agreement» (VPPA) ejecutados a precio de mercado.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, el saldo de los instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 corresponde a dichos contratos financieros.

#### Valor razonable

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el movimiento de los instrumentos financieros derivados valorados a valor razonable de Nivel 3 es el siguiente:

Miliones de Euros	2025	2024
<b>Saldo Inicial</b>	<b>123</b>	<b>209</b>
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	(6)	1
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(43)	(87)
<b>Saldo Final</b>	<b>74</b>	<b>123</b>

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 ha sido determinado mediante la aplicación del método de flujos de caja. Para el cálculo de las proyecciones de estos flujos de caja se utiliza como base la información disponible de mercado, complementada, en caso necesario, con estimaciones resultado de modelos fundamentales que representan el funcionamiento de dichos mercados.

A 31 de diciembre de 2025, ninguno de los posibles Escenarios previsibles de las hipótesis indicadas daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros clasificados en este Nivel.

#### 47. Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por las Actividades Continuas como Interrumpidas calculados por el método indirecto.

A 31 de diciembre de 2025, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 195 millones de euros (840 millones de euros a 31 de diciembre de 2024) (véase Nota 34).

Durante los ejercicios 2025 y 2024, los flujos netos de efectivo de Endesa, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Miliones de Euros	Estado de Flujos de Efectivo	
	2025	2024
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	4.051	3.567
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(2.709)	(1.333)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(1.967)	(3.500)



En el ejercicio 2025, los flujos de efectivo generados por las actividades de explotación (4.051 millones de euros) y la reducción de efectivo y otros medios líquidos equivalentes (645 millones de euros) han permitido atender los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión (2.709 millones de euros) y de financiación (1.987 millones de euros).

#### 47.1. Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación

En el ejercicio 2025 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 4.051 millones de euros (3.567 millones de euros en el ejercicio 2024) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Resultado Bruto Antes de Impuestos		2.815	2.589
Ajustes del Resultado:		3.299	3.033
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	16	2.425	2.222
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		874	811
Cambios en el Capital Corriente:		(776)	(733)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		697	799
Existencias		(952)	(835)
Activos Financieros Corrientes		(122)	(6)
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes <sup>(1)</sup>		(399)	(691)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(1.387)	(1.322)
Cobro de Intereses		46	113
Cobro de Dividendos		8	10
Pagos de Intereses <sup>(2)</sup>		(374)	(547)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(869)	(629)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación <sup>(3)</sup>		(190)	(205)
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN</b>		<b>4.051</b>	<b>3.567</b>

(1) Incluye deuda comercial descontada con las entidades financieras para la gestión de pago a proveedores («confirming») que asciende a 82 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 (64 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

(2) En los ejercicios 2025 y 2024 se han registrado pagos de intereses de deudas financieras por derechos de uso por importe de 42 millones de euros y 43 millones de euros, respectivamente (véase Nota 22).

(3) Correspondientes a pagos de provisiones.

Las variaciones de las principales partidas que determinan los flujos netos de efectivo de las actividades de explotación son las siguientes:

Epígrafes	Variación	
Cambios en el Capital Corriente	+ 43 millones de euros (+5,9 %)	<p>La evolución de este epígrafe es consecuencia de los siguientes efectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Menores cobros de los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (102 millones de euros).</li> <li>Aumento de los pagos por existencias (117 millones de euros).</li> <li>Mayores pagos netos de las partidas regulatorias por importe de 116 millones de euros, que recoge, principalmente, una disminución de los cobros por las compensaciones por los sobrecostos de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) (149 millones de euros), mayores pagos correspondientes a la retribución a la inversión en energías renovables (45 millones de euros), y por otra parte, menores pagos por déficit de tarifa (84 millones de euros).</li> <li>La disminución de los pagos a acreedores comerciales y otros pasivos corrientes (292 millones de euros). Los flujos de efectivo del ejercicio 2024 incluían el pago del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) por importe de 515 millones de euros.</li> </ul>

Durante el ejercicio 2025 la Sociedad ha continuado también con su política activa de gestión del activo circulante y pasivo circulante, enfocada, entre otros aspectos, en la mejora de procesos, la factorización de cobros y acuerdos de gestión del pago a los proveedores («confirming»).



A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el capital circulante se compone de las siguientes partidas:

Miles de Euros	Notas	Capital Circulante	
		31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Activo Corriente<sup>(1)</sup></b>		<b>8.140</b>	<b>8.236</b>
Existencias	32	2.050	1.831
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	33	4.701	4.878
Retribución de la Actividad de Distribución		525	347
Otros		4.176	4.531
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	28	3	12
Otros Activos Financieros Corrientes	31	892	974
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en Territorios No Peninsulares (TNP)		474	247
Derechos de Cobro de la Financiación del Déficit de las Actividades Reguladas		300	201
Otros		110	520
Instrumentos Financieros Derivados Comerciales	45	494	541
<b>Pasivo Corriente<sup>(2)</sup></b>		<b>7.988</b>	<b>8.340</b>
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	28	523	487
Provisiones Corrientes	38	1.082	1.035
Instrumentos Financieros Derivados Comerciales	45	514	606
Otros Pasivos Financieros Corrientes	40	63	97
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	41	5.806	6.965
Dividendo Sociedad Dominante	36.1.10 y 36.1.12	519	529
Otros		5.287	5.536

(1) No incluye «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes».

(2) No incluye «Deuda Financiera Corriente».

#### 47.2. Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el ejercicio 2025 los flujos netos de efectivo aplicados de las actividades de inversión han ascendido a 2.709 millones de euros (1.333 millones de euros aplicados en el ejercicio 2024) y recogen, entre otros aspectos;

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible:

Miles de Euros	Notas	2025	2024
<b>Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles</b>		<b>(1.844)</b>	<b>(1.846)</b>
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales <sup>(1)</sup>	21.1 y 23	(1.622)	(1.622)
Adquisiciones de Activos Intangibles	24.1	(385)	(390)
Instalaciones Cédicas de Clientes		135	105
Proveedores de Inmovilizado		28	51
<b>Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles</b>		<b>88</b>	<b>30</b>
<b>Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión<sup>(2)</sup></b>		<b>140</b>	<b>195</b>
<b>TOTAL</b>		<b>(1.616)</b>	<b>(1.621)</b>

(1) No incluye altas por derechos de uso por importe de 170 millones de euros a 31 de diciembre de 2025 y 55 millones de euros a 31 de diciembre de 2024.

(2) Correspondiente a cobros de subvenciones y de nuevas instalaciones solicitadas por los clientes.

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a inversiones y/o enajenaciones en participaciones en Empresas del Grupo:

Miles de Euros	Notas	2025	2024
<b>Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo</b>		<b>(978)</b>	<b>-</b>
Adquisición del 62,5 % de la Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA») <sup>(1)</sup>	7 y 8	(29)	-
Adquisición Sociedad E-Generación Hidráulica, S.L.U. <sup>(2)</sup>		(949)	-
<b>Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo</b>		<b>13</b>	<b>-</b>
Venta de la participación en la Sociedad FV Santa María, S.L.U.	7.1	1	-
Venta de la participación en la Sociedad Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	7.3 y 27.1	11	-
Otras enajenaciones	7.3 y 27.1	1	-
<b>TOTAL</b>		<b>(965)</b>	<b>-</b>

(1) Importe neto pagado por la adquisición del 62,5 % de la Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.U. («CETASA»), que corresponde al precio total desembolsado que asciende a 43 millones de euros menos el «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» de la Adquirida por importe de 14 millones de euros.

(2) Importe neto pagado por la adquisición del 100 % de la Sociedad E-Generación Hidráulica, S.L.U. que corresponde al precio total desembolsado que asciende a 959 millones de euros menos el «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» de la Adquirida por importe de 10 millones de euros.



– Pagos y cobros de efectivo aplicados a adquisiciones y/o enajenaciones de otras inversiones:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Adquisiciones de otras inversiones</b>		<b>(608)</b>	<b>(620)</b>
Retribución de la Actividad de Distribución no Comerte		(558)	(412)
Otros Activos Financieros		(50)	(208)
<b>Enajenación de otras inversiones</b>		<b>480</b>	<b>908</b>
Garantías Financieras Netas	29.1 y 31	246	869
Otros Activos Financieros		234	39
<b>TOTAL</b>		<b>(128)</b>	<b>288</b>

### 47.3. Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación

En el ejercicio 2025 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación han ascendido a 1.987 millones de euros (3.500 millones de euros aplicados en el ejercicio 2024) e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

– Flujos de efectivo por instrumentos de patrimonio:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
<b>Adquisición</b>		<b>(548)</b>	<b>(14)</b>
Acciones en Patrimonio Propias		(525)	-
Aportaciones de Socios en Sociedades Directa y/o Indirectamente Participadas por Enel Green Power España, S.L.U.	27.1	(5)	(7)
Aportación de Socios en Endesa X Way, S.L.	27.1	(3)	(6)
Devolución Aportaciones Minoritarias de Fondos de Bosa del Ebro, S.L., Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A. y Tauste de Energía Distribuida, S.L.	36.2	-	(1)
Devolución Aportaciones Minoritarias de Fondos de Enel Green Power España Solar 1, S.L.		(15)	-
<b>Enajenación</b>		<b>193</b>	<b>849</b>
Venta de una Participación Minoritaria del 49,99 % del Capital Social de Enel Green Power España Solar 1, S.L.	7	-	849
Venta de una Participación Minoritaria del 49,99 % del Capital Social de EGPE Solar 2, S.L.	7	181	-
Reducción de Capital de la Sociedad Tejo Energía - Producao e Distribucao de Energia Eléctrica, S.A.	27.1	8	-
Devoluciones de Socios en Sociedades Directa y/o Indirectamente Participadas por Enel Green Power España, S.L.U.	27.1	4	-
<b>TOTAL</b>		<b>(355)</b>	<b>835</b>

– Amortizaciones y disposiciones de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros			
	Notas	2025	2024
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		-	225
Disposiciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)		-	575
Otras Disposiciones		9	18
Otras Amortizaciones		(26)	(60)
<b>TOTAL</b>	42.3	<b>(17)</b>	<b>778</b>



– Amortizaciones y disposiciones de deuda financiera corriente:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
<b>Disposiciones</b>			
Emissiones de Euro Commercial Paper (ECP)	42.3	4.440	1.265
Otros Pasivos Financieros		91	8
<b>Amortizaciones</b>			
Amortizaciones de Euro Commercial Paper (ECP)	42.3	(4.090)	(1.265)
Reembolsos de Líneas de Crédito Enel Finance International N.V.	48.1.3	-	(3.000)
Pagos de Contratos de Derechos de Uso		(84)	(81)
Amortizaciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		(300)	(777)
Amortizaciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)		(204)	(178)
Otros Pasivos Financieros		(8)	(11)
<b>TOTAL</b>		<b>(155)</b>	<b>(4.041)</b>

– Pagos de dividendos:

Miliones de Euros

	Notas	2025	2024
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	30.1.10 y 36.1.12	(1.309)	(1.056)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes <sup>(1)</sup>		(71)	(14)
<b>TOTAL</b>		<b>(1.460)</b>	<b>(1.072)</b>

(1) Correspondientes principalmente a sociedades de Enel Green Power España, S.L.U.

#### 48. Saldos y transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquellas sobre las que Endesa, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de Endesa.

Constituyen personal clave de la Dirección de Endesa aquellas personas que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de Endesa, ya sea directa o indirectamente, incluido cualquier miembro del Consejo de Administración.

Las operaciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta, que son partes vinculadas, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la Sociedad, a todas las empresas que componen el Grupo Enel y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de Endesa.

El importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas a determinados miembros del Consejo de Administración de la Sociedad corresponde a operaciones del tráfico habitual de la Sociedad y han sido realizadas, en todos los casos, en condiciones de mercado.

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

En este sentido, las operaciones entre partes vinculadas realizadas por las sociedades de Endesa están alineadas con el principio de plena competencia previsto en las Directrices de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), el Foro conjunto de precios de transferencia de la Unión Europea (UE) y la normativa prevista en la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

De acuerdo con la normativa y recomendaciones que resultan de aplicación, la metodología de fijación de precios que debe utilizarse para comprobar si una operación cumple con el principio de plena competencia es la que, basándose en los hechos y las circunstancias de la transacción, es capaz de justificar que la misma se ha realizado conforme a lo que hubiesen pactado partes independientes en condiciones de plena competencia.



Quando las circunstancias de las transacciones lo hacen recomendable, Endesa promueve la firma de Acuerdos Previos de Valoración (conocidos comúnmente por su terminología inglesa «Advance Pricing Agreements» -APA-) con las autoridades fiscales para la definición de la metodología a aplicar.

#### 48.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Durante los ejercicios 2025 y 2024 los saldos y operaciones relevantes realizadas con partes vinculadas, han sido las siguientes:

##### 48.1.1. Gastos e ingresos

Miliones de Euros

	2025				TOTAL
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	127	-	-	-	127
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de Servicios	60	-	-	1	61
Compra de Existencias	10	-	-	-	10
Otros Gastos	77	-	-	-	77
Contratos de Gestión o Colaboración	77	-	-	-	77
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>274</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>275</b>
Ingresos Financieros	1	-	-	-	1
Dividendos Recibidos	-	-	-	-	-
Prestación de Servicios	5	-	-	-	5
Ventas de Existencias	259	-	-	-	259
Otros Ingresos	4	-	-	-	4
Contratos de Gestión o Colaboración	3	-	-	-	3
Arrendamientos	1	-	-	-	1
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>289</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>289</b>

Miliones de Euros

	2024				TOTAL
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	199	-	-	-	199
Arrendamientos	-	-	-	-	-
Recepción de Servicios	56	-	-	1	57
Compra de Existencias	13	-	-	-	13
Otros Gastos	81	-	-	-	81
Gastos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas <sup>(1)</sup>	15	-	-	-	15
Compras de Energía	6	-	-	-	6
Contratos de Gestión o Colaboración	60	-	-	-	60
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>349</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>350</b>
Ingresos Financieros	2	-	-	-	2
Dividendos Recibidos	-	-	-	-	-
Prestación de Servicios	5	-	-	-	5
Ventas de Existencias	216	-	-	-	216
Otros Ingresos	22	-	-	-	22
Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas <sup>(1)</sup>	17	-	-	-	17
Ventas de Energía	-	-	-	-	-
Contratos de Gestión o Colaboración	3	-	-	-	3
Arrendamientos	2	-	-	-	2
Otros	-	-	-	-	-
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>245</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>245</b>

(1) Incluye 2 millones de euros, positivos, registrados en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado.



#### 48.1.2. Otras transacciones

Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2025				TOTAL
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	
Acuerdos de Financiación: Créditos y Aportaciones de Capital (Prestamista)	-	1	-	-	1
Acuerdos de Financiación: Préstamos y Aportaciones de Capital (Prestatario)	6.022	-	-	-	6.022
Saldo de Préstamos y Líneas Crédito Formalizadas y Dispuestas con Enel Finance International N.V.	46.1.3	3.522	-	-	3.522
Líneas de Crédito Comprometidas e Irrevocables no Dispuestas con Enel Finance International N.V.	42.4.1 y 48.1.3	2.500	-	-	2.500
Garantías y Avales Prestados	48.3.1	-	8	-	8
Garantías y Avales Recibidos <sup>(1)</sup>	32.3	117	-	-	117
Compromisos Adjudicados	-	4	-	-	4
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	38.1.10 y 38.1.12	974	1	-	975
Otras Operaciones <sup>(2)</sup>	-	21	-	67 <sup>(3)</sup>	76

(1) Incluye la garantía recibida de Enel, S.p.A. para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC.

(2) Incluye compras de activos materiales, intangibles u otros activos.

(3) Corresponde a los pagos realizados al Plan de Pensiones de los empleados de Endesa durante el ejercicio 2025.

Miliones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2024				TOTAL
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	
Acuerdos de Financiación: Créditos y Aportaciones de Capital (Prestamista)	-	1	-	-	1
Acuerdos de Financiación: Préstamos y Aportaciones de Capital (Prestatario)	5.646	-	-	-	5.646
Saldo de Préstamos y Líneas Crédito Formalizadas y Dispuestas con Enel Finance International N.V.	46.1.3	3.521	-	-	3.521
Líneas de Crédito Comprometidas e Irrevocables no Dispuestas con Enel Finance International N.V.	42.4.1 y 48.1.3	2.125	-	-	2.125
Garantías y Avales Prestados	48.3.1	-	8	-	8
Garantías y Avales Recibidos <sup>(1)</sup>	32.3	132	-	-	132
Compromisos Adjudicados	-	2	-	-	2
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	38.1.10 y 38.1.12	742	-	-	742
Otras Operaciones <sup>(2)</sup>	-	22	-	67 <sup>(3)</sup>	89

(1) Incluye la garantía recibida de Enel, S.p.A. para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC.

(2) Incluye compras de activos materiales, intangibles u otros activos.

(3) Corresponde a los pagos realizados al Plan de Pensiones de los empleados de Endesa durante el ejercicio 2024.

Durante los ejercicios 2025 y 2024, los Administradores, o personas actuando por cuenta de éstos no han realizado operaciones con la Sociedad, o con otras de sus Sociedades Dependientes, ajenas a su tráfico ordinario o al margen de las condiciones de mercado.



### 48.1.3. Saldos a cierre del ejercicio

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2025					TOTAL	
		Accionistas Significativos			Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa		Otras Partes Vinculadas
		Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	Total				
Cientes y Deudores Comerciales	31	115	30	153	-	-	153	
Préstamos y Créditos Concedidos		1	-	1	1	-	2	
Otros Derechos de Cobro <sup>(1)</sup>		333	857	1.190	-	-	1.190	
<b>TOTAL SALDOS DEUDORES</b>		<b>449</b>	<b>895</b>	<b>1.344</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1.345</b>	
Proveedores y Acreedores Comerciales		450 <sup>(2)</sup>	178	628	-	-	628	
Préstamos y Créditos Recibidos <sup>(3)</sup>		-	3.522	3.522	-	-	3.522	
Otras Obligaciones de Pago <sup>(1)</sup>		214	-	214	-	-	214	
<b>TOTAL SALDOS ACREEDORES</b>		<b>664</b>	<b>3.700</b>	<b>4.364</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.364</b>	

(1) Recogen la cuenta a cobrar y la cuenta a pagar, respectivamente, de las sociedades de Endesa que componen el Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U. (véase Nota 3.2n).

(2) Incluye, principalmente, el dividendo a cuenta a pagar por Endesa, S.A. a Enel Iberia, S.L.U. por importe de 571 millones de euros (véanse Notas 36.1.10 y 41).

(3) Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V.

Miliones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2024					TOTAL	
		Accionistas Significativos			Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa		Otras Partes Vinculadas
		Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	Total				
Cientes y Deudores Comerciales	31	39	43	82	-	-	82	
Préstamos y Créditos Concedidos		-	-	-	1	-	1	
Otros Derechos de Cobro <sup>(1)</sup>		261	3	264	-	-	264	
<b>TOTAL SALDOS DEUDORES</b>		<b>300</b>	<b>46</b>	<b>346</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>347</b>	
Proveedores y Acreedores Comerciales		527 <sup>(2)</sup>	202	729	-	-	729	
Préstamos y Créditos Recibidos <sup>(3)</sup>		-	3.521	3.521	-	-	3.521	
Otras Obligaciones de Pago <sup>(1)</sup>		191	-	191	-	-	191	
<b>TOTAL SALDOS ACREEDORES</b>		<b>718</b>	<b>3.723</b>	<b>4.441</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.441</b>	

(1) Recogen la cuenta a cobrar y la cuenta a pagar, respectivamente, de las sociedades de Endesa que componen el Grupo Consolidado Fiscal con número 572/10 cuya Sociedad Dominante es Enel, S.p.A. y su representante en España es Enel Iberia, S.L.U.

(2) Incluye, principalmente, el dividendo complementario a pagar por Endesa, S.A. a Enel Iberia, S.L.U. por importe de 371 millones de euros.

(3) Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V.

### Enel Finance International N.V.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle del valor nominal la deuda financiera no corriente y corriente de Endesa con Enel Finance International N.V. es como sigue:

Miliones de Euros

	31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024			Condiciones	Vencimiento
	Límite	No Corriente	Corriente	Límite	No Corriente	Corriente		
Línea de Crédito Enel Finance International N.V. <sup>(1)</sup>	1.500	-	-	-	-	-	Margen de 76,5 p.b. y Comisión de Disponibilidad de 17,6 p.b.	9 de mayo de 2030
Línea de Crédito Enel Finance International N.V. <sup>(1)</sup>	-	-	-	1.125	-	-	Margen de 134 p.b. y Comisión de Disponibilidad de 23 p.b.	9 de mayo de 2025
Línea de Crédito Enel Finance International N.V. <sup>(1)</sup>	1.000	-	-	1.000	-	-	Margen de 63 p.b. y Comisión de Disponibilidad de 20 p.b.	28 de mayo de 2028
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.	1.650	1.650	-	1.650	1.650	-	Tipo de Interés Fijo 2,917 %	13 de mayo de 2027
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.	1.875	1.875	-	1.875	1.875	-	Tipo de Interés Fijo 4,263 %	4 de mayo de 2028
<b>TOTAL</b>	<b>6.025</b>	<b>3.525</b>	<b>-</b>	<b>3.650</b>	<b>3.525</b>	<b>-</b>		

(1) Líneas de Crédito comprometidas e irrevocables (véase Nota 42.4.1).



## 48.2. Empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el detalle de los clientes por ventas y prestación de servicios, créditos y avales concedidos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Miliones de Euros

Notas	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Cuentas por Ventas y Prestación de Servicios	33	6	4	-	-	1
Créditos	29.1 y 42.1.1	61	62	9	4	7
Avales Concedidos		-	-	-	-	-

Durante los ejercicios 2025 y 2024 las transacciones realizadas con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, han sido las siguientes:

Miliones de Euros

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Ingresos	10	8	2	2	5	8
Gastos	(11)	(5)	(28)	(27)	(40)	(44)

## 48.3. Administradores y Alta Dirección

### 48.3.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 40º de los Estatutos Sociales establece que «la remuneración de los Administradores por su condición de tal se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y dietas de asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la Sociedad y sus comités.

La remuneración máxima global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será la que determine la Junta General de Accionistas, y permanecerá vigente hasta que ésta no acuerde su modificación.

Corresponderá al propio Consejo la fijación de la cantidad exacta a abonar en cada ejercicio dentro del límite fijado por la Junta General de Accionistas y la distribución de dicho importe entre los conceptos anteriores y entre los Administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine, considerando las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a Comités del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

Además, la cuantía de las dietas de asistencia será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en el apartado precedente, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás remuneraciones, indemnizaciones, aportaciones a sistemas de previsión social o cualesquiera otros conceptos retributivos profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas, de asesoramiento o representación que, en su caso, desempeñen para la Sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.



*Sin perjuicio de las retribuciones anteriormente mencionadas, la retribución de los Consejeros Ejecutivos también podrá consistir en la entrega de acciones o de derechos de opción sobre las mismas o en cantidades referenciadas al valor de las acciones. La aplicación de esta modalidad de retribución requerirá el acuerdo de la Junta General de Accionistas, expresando, en su caso, el número máximo de acciones que se podrán asignar en cada ejercicio a este sistema de remuneración, el precio de ejercicio o el sistema de cálculo del precio de ejercicio de las opciones sobre acciones, el valor de las acciones que, en su caso, se tome como referencia, el plazo de duración del Plan y las demás condiciones que estime oportunas».*

Así, los miembros del Consejo de Administración de Endesa, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad:

- Durante los ejercicios 2025 y 2024 la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 15,6 miles de euros brutos.
- La dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR), Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) y Comité de Sostenibilidad y Gobierno Corporativo, ascendió a 1,5 miles de euros brutos cada una durante los ejercicios 2025 y 2024.
- Además de la retribución señalada para los vocales del Consejo de Administración, se establecen los siguientes criterios de retribución para los cargos que se señalan:
  - o Presidente no ejecutivo del Consejo de Administración: percibirá una cantidad fija mensual de 50 miles de euros brutos (en lugar de la asignación fija mensual de 15,6 miles de euros brutos prevista para los demás vocales).
  - o Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC): percibirá una asignación fija mensual por importe de 5 miles de euros brutos en 2025 y 5 miles de euros brutos en 2024 (adicional a la asignación fija mensual como vocal).
  - o Presidentes del Comité de Nombramiento y Retribuciones y del Comité de Sostenibilidad y Gobierno Corporativo: percibirán una asignación fija mensual por importe de 3 miles de euros brutos en 2025 y 3 miles de euros brutos en 2024 (adicional a la asignación fija mensual como vocal).
- Asimismo, los miembros del Consejo de Administración, Consejeros Ejecutivos, por el desempeño de funciones en la Sociedad distintas a las de Consejero, perciben una remuneración conforme a la estructura salarial de la Alta Dirección de Endesa y cuyos principales componentes son:
  - o Retribución fija anual: compensación en metálico de carácter mensual ligada a la complejidad y responsabilidad de las funciones encomendadas.
  - o Retribución variable a corto plazo: retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos anuales fijados a través de los sistemas de evaluación establecidos en la Sociedad.
  - o Retribución variable a largo plazo: retribución en efectivo y acciones no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.
  - o Beneficios y otras prestaciones sociales: retribución, normalmente de carácter no monetario, que se percibe de acuerdo con ciertos requisitos o condiciones especiales determinados voluntaria, legal, contractual o convencionalmente.



## Remuneraciones devengadas por los Consejeros

Durante los ejercicios 2025 y 2024 las remuneraciones devengadas por los Consejeros han sido las siguientes:

Miles de Euros

Concepto Retributivo	Consejeros	
	2025	2024
Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	2.130	2.138
Sueldos	1.000	1.000
Retribución Variable en Efectivo	882 <sup>(1)</sup>	768 <sup>(1)</sup>
Sistemas de Retribución basados en Acciones	397 <sup>(2)</sup>	311 <sup>(2)</sup>
Sistemas de Ahorro a Largo Plazo	2	14
Otros Conceptos <sup>(3)</sup>	153	156
<b>TOTAL</b>	<b>4.564</b>	<b>4.417</b>

- (1) Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo 2023-2025, 2024-2026 y 2025-2027. La consolidación del pago en el ejercicio 2025 ha ascendido a 1.068 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (639 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (429 miles de euros). En el ejercicio 2024 han consolidado el pago efectivo del 70 % del Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023 (181 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024 (248 miles de euros). Estos Planes de Incentivo Estratégico tienen un componente de pago en metálico (278 miles de euros) y otro de pago en acciones, bajo el cual se ha realizado una entrega de 5.799 acciones que han supuesto un beneficio bruto de 151 miles de euros.
- (2) Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2023-2024, 2023-2025 y 2024-2026. La consolidación del pago en el ejercicio 2024 ha ascendido a 845 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (499 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (346 miles de euros). En el ejercicio 2024 han consolidado el pago efectivo del 70 % del Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023 (289 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023 (57 miles de euros). Estos Planes de Incentivo Estratégico tienen un componente de pago en metálico (239 miles de euros) y otro de pago en acciones, bajo el cual se ha realizado una entrega de 5.567 acciones que han supuesto un beneficio bruto de 107 miles de euros.
- (3) Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2023-2025, 2024-2026 y 2025-2027.
- (4) Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026.
- (5) Incluye remuneración en especie y seguro de vida.

## Remuneración por pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo, sueldos y dietas

Durante los ejercicios 2025 y 2024 la retribución dineraria anual de los Consejeros, en función del cargo ostentado en cada caso, ha sido la siguiente:

Miles de Euros

	2025			2024		
	Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	Dietas <sup>(1)</sup>	Sueldos	Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	Dietas <sup>(1)</sup>	Sueldos
D. Juan Sánchez-Calero Gularte	636	27	-	636	27	-
D. Flavio Caffaneo	-	-	-	-	-	-
D. José Garrán Bogas Gámez	-	-	1.000	-	-	1.000
D. Guillermo Alonso Clara <sup>(2)</sup>	188	35	-	129	20	-
D. Stefano de Angelis	-	-	-	-	-	-
D. Gianni Vittorio Armani	-	-	-	-	-	-
D.* Eugenia Bielo Caubet	188	45	-	188	50	-
D.* Elisabetta Colacchia <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco	248	35	-	238	39	-
D.* Pilar González de Frutos	188	42	-	188	48	-
D.* Francesca Gostinelli	-	-	-	-	-	-
D.* Alicia Koplowitz y Romero de Juseu <sup>(1)</sup>	-	-	-	59	5	-
D. Francisco de Lacerda	224	44	-	234	47	-
D.* Michela Mossini <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	-
D.* Cristina de Parias Halcón	188	42	-	188	42	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.860</b>	<b>270</b>	<b>1.000</b>	<b>1.860</b>	<b>278</b>	<b>1.000</b>

(1) Causó baja el 23 de abril de 2024.

(2) Causó alta el 24 de abril de 2024.

(3) Dietas de asistencia a cada una de las sesiones del Consejo de Administración y a sus Comités.



### Retribución variable en efectivo

Durante los ejercicios 2025 y 2024 las retribuciones variables del Consejero Delegado, en el desempeño de sus funciones ejecutivas, han sido las siguientes:

Miles de Euros	2025		2024	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
	D. José Damán Bogas Gálvez	530	243	499
<b>TOTAL</b>	<b>630</b>	<b>243<sup>(1)</sup></b>	<b>499</b>	<b>299<sup>(2)</sup></b>

(1) Correspondiente a la retribución variable a largo plazo, en efectivo, devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2023-2025, 2024-2026 y 2025-2027. La consolidación del pago en el ejercicio 2025 ascendió a 429 miles de euros, correspondiente al pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2021-2023 (181 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024 (248 miles de euros). Estos Planes de Incentivo Estratégico tienen un componente de pago en metálico (278 miles de euros) y un pago en acciones, bajo el cual se realizó una entrega de 5.567 acciones que supuso un beneficio bruto de 151 miles de euros.

(2) Correspondiente a la retribución variable a largo plazo, en efectivo, devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026. La consolidación del pago en el ejercicio 2024 ascendió a 346 miles de euros, correspondiente al pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2020-2022 (145 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023. Estos Planes de Incentivo Estratégico tienen un componente de pago en metálico (145 miles de euros) y un pago en acciones, bajo el cual se realizó una entrega de 5.567 acciones que supuso un beneficio bruto de 107 miles de euros.

### Sistemas de ahorro a largo plazo

Durante el ejercicio 2025 la aportación a fondos y planes de pensiones de los Consejeros Ejecutivos ha ascendido a 2 miles de euros brutos (14 miles de euros brutos en el ejercicio 2024).

### Otros conceptos

El Presidente y el Consejero Ejecutivo, de conformidad con la Política de Remuneraciones de los Consejeros Endesa, tienen establecido como remuneración en especie, entre otros, una póliza colectiva de asistencia sanitaria con subvención del 100 % del coste de la cuota del titular y familiares dependientes, la asignación de automóvil de empresa en régimen de renting, asimismo, en el caso del Consejero Ejecutivo tiene establecidos otros beneficios sociales y dietas.

### Primas de seguros de vida y accidentes

El Consejero Ejecutivo tiene suscrito a través de la Sociedad un seguro de vida y accidentes que garantiza determinados capitales y/o rentas en función de la contingencia de que se trate (coberturas de incapacidad y fallecimiento).

En el ejercicio 2025 el importe de la prima ha ascendido a 77 miles de euros brutos (84 miles de euros brutos en el ejercicio 2024).

### Anticipos y préstamos

A 31 de diciembre de 2025 el Consejero Ejecutivo tiene un préstamo por importe de 230 miles de euros brutos con un interés medio del 2,975 % (230 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2024 con un interés medio del 4,121 %) y un préstamo de 421 miles de euros brutos sin intereses (421 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2024) (la subvención de intereses se considera retribución en especie) (véase Nota 48.1.2).

### Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas

A 31 de diciembre de 2025 el Consejero Ejecutivo tiene derechos acumulados en fondos y planes de pensiones por importe de 15.180 miles de euros brutos (14.707 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2024).



### Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Consejero Ejecutivo

A 31 de diciembre de 2025, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 7.787 miles de euros netos para soportar sus derechos de prejubilación (7.575 miles de euros netos a 31 de diciembre de 2024) (véanse Notas 48.1.2 y 48.3.3).

#### 48.3.2. Retribución de la Alta Dirección

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos:

Miembros de la Alta Dirección 2025	
Nombre	Cargo <sup>(1)</sup>
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Pablo Azcoitia Lorente <sup>(2)</sup>	Director General de Real Estate y Servicios Generales
D. Paolo Bondi	Director General de Personas y Organización
D. Gonzalo Carbó de Haya	Director General de Nuclear
D. José Casas Martín	Director General de Relaciones Institucionales, Regulación y Sostenibilidad
D. Davide Cioliato	Director General de Comercialización
D.ª Patricia Fernández Galis <sup>(3)</sup>	Directora General de Auditoría
D. Juan Antonio Gamdo Rodríguez <sup>(4)</sup>	Director General de ICT Digital Solutions
D. Rafael González Sánchez	Director General de Generación
D.ª María Lacasa Marquina	Directora General de Comunicación
D.ª María Malaxechevarría Grande <sup>(5)</sup>	Directora General de Sostenibilidad
D. Manuel Fernando Marín Guzmán <sup>(6)</sup>	Director General de ICT Digital Solutions
D. Ignacio Mateo Montoya	Director General de Compras
D. Juan María Moreno Mellado	Director General de Gestión de la Energía
D. Marco Palermo	Director General de Administración, Finanzas y Control
D. Florencio José Retortillo Rodríguez <sup>(7)</sup>	Director General de Seguridad
D. Jose Manuel Revuelta Mediavilla	Director General de Infraestructuras y Redes

- (1) El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).  
 (2) Causa baja el 30 de abril de 2025.  
 (3) Causa alta el 1 de mayo de 2025.  
 (4) Causa baja el 30 de septiembre de 2025.  
 (5) D.ª Patricia Fernández Galis fue sustituida como Directora General de Auditoría por D. Eugenio Belinchón Goñi con efecto el día 1 de enero de 2026.  
 (6) D. Pablo Azcoitia Lorente fue sustituido como Director General de Real Estate y Servicios Generales por D.ª Patricia Fernández Galis con efecto el día 1 de enero de 2026.  
 (7) D. Florencio Retortillo Rodríguez fue sustituido como Director General de Seguridad por D. Miguel Ángel García López con efecto el día 1 de febrero de 2026.

Miembros de la Alta Dirección 2024	
Nombre	Cargo <sup>(1)</sup>
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Real Estate y Servicios Generales
D. Paolo Bondi	Director General de Personas y Organización
D. Gonzalo Carbó de Haya	Director General de Nuclear
D. José Casas Martín	Director General de Relaciones Institucionales y Reputación
D. Davide Cioliato <sup>(2)</sup>	Director General de Comercialización
D.ª Patricia Fernández Galis	Directora General de Auditoría
D. Rafael González Sánchez	Director General de Generación
D. Ignacio Jiménez Soler <sup>(3)</sup>	Director General de Comunicación
D.ª María Lacasa Marquina <sup>(4)</sup>	Directora General de Comunicación
D.ª María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT Digital Solutions
D. Ignacio Mateo Montoya	Director General de Compras
D. Juan María Moreno Mellado	Director General de Gestión de la Energía
D. Marco Palermo	Director General de Administración, Finanzas y Control
D. Florencio José Retortillo Rodríguez <sup>(5)</sup>	Director General de Seguridad
D. Jose Manuel Revuelta Mediavilla	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Javier Uriarte Monereo <sup>(6)</sup>	Director General de Comercialización

- (1) El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).  
 (2) Causa baja el 31 de mayo de 2024.  
 (3) Causa alta el 1 de julio de 2024.  
 (4) Causa baja el 30 de junio de 2024.  
 (5) Causa alta el 1 de junio de 2024.  
 (6) Causa alta el 1 de julio de 2024.



## Retribución de la Alta Dirección

Durante los ejercicios 2025 y 2024 la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos ha sido la siguiente:

Miles de Euros	Remuneraciones Recibidas			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo Endesa	
	2025	2024	2025	2024
Retribución Fija	5.231 <sup>(1)</sup>	5.287 <sup>(2)</sup>	-	-
Retribución Variable	3.521 <sup>(3)</sup>	3.677 <sup>(4)</sup>	-	-
Dietas	-	-	-	-
Atenciones Estatuarias	-	-	-	-
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	1.159 <sup>(5)</sup>	1.164 <sup>(6)</sup>	-	-
Otros	392 <sup>(7)</sup>	3.744 <sup>(7)</sup>	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>10.303</b>	<b>13.872</b>	<b>x</b>	<b>x</b>

- (1) En las remuneraciones percibidas por la Alta Dirección se incluye el importe correspondiente al descuento por la compra de acciones, 120 miles de euros y el descuento correspondiente al comedor 4 miles de euros dentro del Plan de Retribución Flexible.
- (2) En las remuneraciones percibidas por la Alta Dirección se incluye el importe correspondiente al descuento por la compra de acciones, 84 miles de euros y el descuento correspondiente al comedor 6 miles de euros dentro del Plan de Retribución Flexible.
- (3) Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2023-2025, 2024-2026 y 2025-2027. La consolidación del pago en el ejercicio 2025 ha ascendido a 3.806 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (2.342 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (1.464 miles de euros). En el ejercicio 2025 han consolidado el pago efectivo del 70 % del Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023, y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024.
- (4) Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026. La consolidación del pago en el ejercicio 2024 ascendió a 3.591 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (2.456 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (1.135 miles de euros). En el ejercicio 2024 consolidaron el pago efectivo del 70 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022, y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023.
- (5) Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2023-2025, 2024-2026 y 2025-2027.
- (6) Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026.
- (7) Otros conceptos incluyen pagos por retribución en especie e indemnizaciones por cese.

Miles de Euros	Otros Beneficios			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo Endesa	
	2025	2024	2025	2024
Anticipos	554	540	-	-
Créditos Concedidos	-	-	-	-
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	705	692	-	-
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones Contratadas	17.862	15.781	-	-
Primas de Seguros de Vida y Accidentes	133	189	-	-

## Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

A 31 de diciembre de 2025 y 2024, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad no tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos.

### 48.3.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

#### Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

En relación al Consejero Delegado, el contrato suscrito con el mismo no prevé indemnización por el cese en su cargo. No obstante lo anterior, cuando el Consejero Delegado cese en su cargo, se extinguirá automáticamente su relación anterior, es decir, su contrato de Alto Directivo, suspendido desde su nombramiento como Consejero Delegado, en cuyo caso, por la extinción de su relación laboral de Alta Dirección D. José Damián Bogas Gálvez tendrá derecho a percibir una cantidad neta de 7.787 miles de euros, siendo esta cantidad el resultado de reducir la indemnización bruta que tiene consolidada en el importe de las retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y, en su caso, las cotizaciones de la Seguridad Social aplicables en la fecha de su abono. Esta cantidad se actualizará al alza según el Índice de Precios de Consumo (IPC) del año anterior.

Esta compensación es incompatible con la percepción de cualquier otra indemnización que tenga su origen



en la extinción de la relación del Consejero. Esta cantidad neta de 7.787 miles de euros incluye el pacto de no competencia postcontractual de 2 años, incluido en el contrato de Alta Dirección del Consejero Delegado.

Esta indemnización o compensación garantizada es compatible con el sistema de ahorro de prestación definida del Consejero Delegado. La extinción en los supuestos de fallecimiento o jubilación reconocen el derecho del Consejero Delegado o de sus causahabientes a la compensación garantizada.

Respecto a la Alta Dirección y al personal Directivo, si bien no es habitual este tipo de cláusulas de extinción, en los casos en los que las hay, son de contenido semejante para los supuestos aplicables en el régimen de relación laboral común.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

Clausulas	Régimen
Extinción	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de 1 a 3 veces la retribución anual. En la política de Remuneraciones de Consejeros de Endesa 2024-2027 se establece que cuando se produzcan nuevas incorporaciones a la Sociedad o su Grupo en la Alta Dirección se establecerá un límite máximo de 2 años de la retribución total y anual devengada, para los pagos por resolución de contrato, incluidos los importes no previamente consolidados de sistemas de ahorro a largo plazo y las cantidades que se abonen en virtud de pactos de no competencia postcontractual, aplicable en cualquier caso, en los mismos términos, a los contratos con Consejeros Ejecutivos.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por decisión unilateral del Directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vacamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1362/1985, de 1 de agosto.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del Directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización. Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubitación para Altos Directivos.</li> </ul>
Pacto de no Competencia Postcontractual	<ul style="list-style-type: none"> <li>En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con Endesa, durante el periodo de 2 años, en contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad máxima de hasta una vez la retribución fija anual.</li> </ul>

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, asciende a 11 personas.

#### 48.3.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas, los Consejeros comunican, hasta donde alcanza su conocimiento, las participaciones directas o indirectas que, tanto ellos como las partes vinculadas a ellos, tienen en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Endesa, y comunican igualmente los cargos o las funciones que en ella ejerzan:

31 de diciembre de 2025				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	Participación (%)	Cargos
D. Flavio Cattaneo	00811720580	Enel, S.p.A.	0,02852455	Consejero Delegado y Director General
D. Flavio Cattaneo	885721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	Presidente
D. José Darrián Bogas Gálvez	885721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	Consejero
D. Stefano de Angelis	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Director de Administración, Finanzas y Control
D. Gianni Vittorio Armani	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Director de Enel Grids & Innovation
D. Gianni Vittorio Armani	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Administrador Único de Enel Grids, S.r.l.
D <sup>a</sup> . Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00034158	Directora de Enel Commercial
D <sup>a</sup> . Michela Mossini	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00005312	Directora de la Oficina del Consejero Delegado, Estrategia y Sostenibilidad
D <sup>a</sup> . Elisabetta Colacchia	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00010525	Directora de Personas y Organización

31 de diciembre de 2024				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	Participación (%)	Cargos
D. Flavio Cattaneo	00811720580	Enel, S.p.A.	0,02852455	Consejero Delegado y Director General
D. Flavio Cattaneo	885721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	Presidente
D. José Darrián Bogas Gálvez	885721025	Enel Iberia, S.L.U.	-	Consejero
D. Stefano de Angelis	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Director de Administración, Finanzas y Control
D. Gianni Vittorio Armani	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Director de Enel Grids, S.r.l.
D. Gianni Vittorio Armani	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Administrador Único de Enel Grids, S.r.l.
D <sup>a</sup> . Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00030761	Responsable Global de Enel X Retail
D <sup>a</sup> . Michela Mossini	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00005312	Directora de la Oficina del Consejero Delegado y Estrategia
D <sup>a</sup> . Elisabetta Colacchia	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00010525	Directora de Personas y Organización



De conformidad con el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se señala que durante el ejercicio 2025 se han producido 5 situaciones de conflicto de interés en relación con 2 operaciones financieras y 3 operaciones en materia de seguros. Los Consejeros afectados, en su condición de Administradores en las sociedades terceras con las que se aprobaron las operaciones, no participaron en los correspondientes puntos del orden del día del Consejo de Administración.

Diversidad de género: A 31 de diciembre de 2025 y 2024 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. está integrado por 14 Consejeros, de los cuales 6 son mujeres.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 la Sociedad ha dispuesto de pólizas de responsabilidad civil para Consejeros y Altos Directivos por importe bruto de 1.613 miles de euros y 1.726 miles de euros, respectivamente. Se asegura tanto a los Administradores como al personal de la Sociedad con responsabilidades directivas.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 no se han producido daños ocasionados por actos u omisiones de los Administradores que hubieran requerido hacer uso de la prima del seguro de responsabilidad civil que éstos tienen suscrita a través de la Sociedad.

#### 48.3.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de Endesa, S.A.

La retribución variable a largo plazo de Endesa se articula a través de los planes de remuneración a largo plazo, denominados Incentivo Estratégico, que tienen como principal finalidad fortalecer el compromiso de los empleados que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. Dichos Planes están estructurados a través de programas trienales sucesivos, que se inician cada año. Desde el año 2014, los Planes tienen previsto un diferimiento del pago y el requisito de que el Directivo esté en activo en la fecha de liquidación del mismo; y los pagos se realizan en 2 fechas: en el año siguiente a la finalización del Plan se abonará, en su caso, el 30 % del incentivo y el 70 % restante, en su caso, transcurridos 2 años desde la finalización del Plan.

Una vez finalizado el periodo de devengo del Incentivo Estratégico, únicamente se tendrá derecho al cobro de este, en el caso de bajas por jubilación, finalización del contrato de duración determinada o defunción, realizándose el pago en el momento que corresponda. Para aquellos Incentivos Estratégicos en los que no haya finalizado el devengo, únicamente se tendrá derecho a cobrar la cantidad correspondiente al Importe Base del Incentivo asignado, «pro rata temporis» hasta la fecha de extinción de la relación contractual, cuando se cumplan las Condiciones de Ejercicio para las bajas por jubilación o finalización del contrato de duración determinada.

#### Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025

Con fecha 28 de abril de 2023 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. aprobó el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025», que tiene como principal finalidad recompensar la contribución al cumplimiento sostenible del Plan Estratégico de las personas que ocupan posiciones de mayor responsabilidad, y entre las que se incluyen los Consejeros Ejecutivos de Endesa, S.A. Las principales características de este Plan son las siguientes:

	Principales Características
Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025	• El periodo de desempeño será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2023.
	• El incentivo prevé la asignación de un incentivo compuesto por el derecho a percibir: (i) un número de acciones ordinarias de Endesa, S.A. y (ii) una cantidad dineraria, referenciados a un incentivo base «target», sujeto a las condiciones y posibles variaciones en virtud del mecanismo del Plan.
	• El Plan tiene previsto un diferimiento del pago: en el año siguiente a la finalización del Plan se abonará, en su caso, el 30 % del incentivo y el 70 % restante, en su caso, transcurridos 2 años desde la finalización del Plan.

Con respecto al total del incentivo devengado, el Plan prevé que hasta el 65 % del incentivo base «target» se desembolse íntegramente en acciones.

La cantidad dineraria a satisfacer se calcula como la diferencia entre el importe total del incentivo devengado y la parte a pagar en acciones.



De acuerdo con lo anterior, el devengo del «Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025» está vinculado al cumplimiento de 4 objetivos durante el periodo de desempeño, que será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2023:

	Objetivos	Ponderación
Devengo del Incentivo Estratégico 2023-2025	1. Evolución del «Total Shareholder Return» (TSR) medio de Endesa, S.A. respecto a la evolución del «Total Shareholder Return» (TSR) medio del Índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable.	50 %
	2. Objetivo ROIC («Return on Invested Capital») <sup>(1)</sup> – WACC («Weighted Average Cost of Capital») representado por la relación entre el NOPAT (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) <sup>(2)</sup> y Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) <sup>(3)</sup> menos el WACC.	30 %
	3. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) de Endesa en España y Portugal en 2025 (véase Nota 5.1).	10 %
	4. Porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de la dirección en 2025.	10 %

- (1) «Return On Invested Capital» (ROIC) (%) = Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).  
 (2) Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT) corregido de efectos extraordinarios no presupuestados después de impuestos.  
 (3) Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n-1) / 2.

Para cada uno de los objetivos se establece un nivel de entrada a partir del cual se consideraría cumplido el objetivo y 2 niveles de sobrecumplimiento: la consecución por encima del primer nivel equivale a un 150 %; y la consecución por encima del segundo nivel equivale al cumplimiento máximo del 180 %. Por tanto, el nivel de retribución variable se situaría entre el 0 % y el 180 % del incentivo base.

### Plan de Incentivo Estratégico 2024-2026

Con fecha 24 de abril de 2024 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. aprobó el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «Plan de Incentivo Estratégico 2024-2026».

La finalidad y las características de este Plan son iguales al «Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025» descrito en el Apartado anterior, las diferencias son el periodo de desempeño y los objetivos a los que está vinculado su devengo.

De acuerdo con lo anterior, el devengo del «Plan de Incentivo Estratégico 2024-2026» está vinculado al cumplimiento de 4 objetivos durante el periodo de desempeño, que será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2024:

	Objetivos	Ponderación
Devengo del Incentivo Estratégico 2024-2026	1. «Total Shareholder Return» (TSR) <sup>(1)</sup> medio de Endesa, S.A. respecto al «Total Shareholder Return» (TSR) <sup>(1)</sup> medio del Índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable, en el periodo 2024-2026.	45 %
	2. Objetivo ROIC («Return on Invested Capital») <sup>(2)</sup> – WACC («Weighted Average Cost of Capital») representado por la relación entre el NOPAT (Resultado de Explotación (EBIT) Ordinario sin efecto fiscal) <sup>(3)</sup> y Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) <sup>(4)</sup> menos el WACC («Weighted Average Cost of Capital»).	30 %
	3. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ); reducción de las emisiones específicas de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) (gCO <sub>2</sub> /kWh) de Endesa en 2026, según la evolución del hueco térmico del Sistema Eléctrico peninsular de España (véase Nota 5.1).	15 %
	4. Porcentaje de Mujeres «Manager» y «Middle Manager» sobre el total de población de «Manager» y «Middle Manager» en 2026.	10 %

- (1) «Total Shareholder Return» (TSR) = (Cotización al Cierre del Periodo - Cotización al Inicio del Periodo) + Dividendo Bruto Pagado en el Ejercicio y Reinvertido en el propio título a la fecha de descuento del mismo.  
 (2) «Return On Invested Capital» (ROIC) (%) = Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).  
 (3) Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT).  
 (4) Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n-1) / 2.

### Plan de Incentivo Estratégico 2025-2027

Con fecha 29 de abril de 2025 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. ha aprobado el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «Plan de Incentivo Estratégico 2025-2027».

La finalidad y las características de este Plan son iguales al «Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025» y «Plan de Incentivo Estratégico 2024-2026» descritos en los Apartados anteriores, las diferencias son el periodo de desempeño y los objetivos a los que está vinculado su devengo.

De acuerdo con lo anterior, el devengo del «Plan de Incentivo Estratégico 2025-2027» está vinculado al cumplimiento de 5 objetivos durante el periodo de desempeño, que será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2025:



Objetivos		Ponderación
Devenido del Incentivo Estratégico 2025-2027	1 «Total Shareholder Return (TSR)» <sup>(1)</sup> medio de Endesa, S.A. respecto al «Total Shareholder Return (TSR)» <sup>(1)</sup> medio del índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable, en el periodo 2025-2027.	45 %
	2 Objetivo de Rentabilidad sobre el Capital Medio Empleado ROACE («Return on Average Capital Employed») <sup>(2)</sup> representado en forma acumulada en el periodo 2025-2027. Dicho objetivo representa la relación entre el Resultado de Explotación (EBIT) Ordinario <sup>(3)</sup> y el Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) <sup>(4)</sup> de forma acumulada en el periodo 2025-2027.	10 %
	3 «Earnings per Share (EPS)» representado por la relación entre el beneficio ordinario neto en 2027 y el número total de acciones en circulación.	20 %
	4 Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ); reducción de las emisiones específicas de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) (gCO <sub>2</sub> /kWh) de Endesa en 2027, según la evolución del hueco térmico del Sistema Eléctrico peninsular de España (véase Nota 5.1).	15 %
	5 Porcentaje de Mujeres «Manager» y «Middle Manager» sobre el total de población de «Manager» y «Middle Manager» en 2027.	10 %

(1) «Total Shareholder Return» (TSR) = (Cotización al Cierre del Periodo - Cotización al Inicio del Periodo) + Dividendo Bruto Pagado en el Ejercicio y Reinvertido en el propio título a la fecha de descuento del mismo.

(2) ROACE («Return on Average Capital Employed») (%) = Resultado de Explotación (EBIT) Ordinario / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).

(3) Resultado de Explotación (EBIT) corregido de efectos extraordinarios no presupuestados.

(4) Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n-1) / 2.

El importe devengado durante el ejercicio 2025 por los Planes vigentes ha sido de 4 millones de euros brutos (4 millones de euros brutos en el ejercicio 2024, relativos a los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026), correspondiendo 2 millones de euros brutos a la estimación de los pagos basados en acciones que se liquidarán en instrumentos de patrimonio (2 millones de euros brutos en el ejercicio 2024, relativos a los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026).

El epígrafe «Otros Instrumentos de Patrimonio Neto» del Patrimonio Neto del Estado de Situación Consolidado recoge los movimientos del ejercicio 2025 siendo el saldo a 31 de diciembre de 2025 de 5 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2024).

#### 49. Compromisos de adquisición y garantías comprometidas con terceros y otros compromisos

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 existen garantías prestadas frente a terceros por los siguientes conceptos e importes e información relativa a compromisos futuros de compra con el siguiente detalle:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
<b>Garantías Prestadas Frente a Terceros:</b>			
Inmovilizado Material en Garantía por la Financiación Reotida	31.A, 38.1.13 y 42.4.3	25	32
Contratos a Corto y Largo Plazo de Gas		278	293
Contratos de Energía		119	112
Contratos para operar en Mercados Financieros		40	40
Contratos de Suministros de Inmovilizado y de otras Existencias		-	47
Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta	48.2	-	-
<b>TOTAL<sup>(1)</sup></b>		<b>462</b>	<b>524</b>
<b>Compromisos Futuros de Compra:</b>			
Inmovilizado Material	21.2	826	875
Activo Intangible	24.2	13	25
Activo Financiero	42.6.4	-	-
Adquisición de Sociedades Dependientes	7 y 54	92	1.000
Prestación de Servicios	28.1	37	19
Compras de Materias Energéticas y otras	32.3	12.703	18.252
Materias Energéticas		12.369	18.150
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )		316	34
Otras Existencias		18	68
<b>TOTAL</b>		<b>13.671</b>	<b>20.171</b>

(1) No incluye avales bancarios frente a terceros.

Endesa considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales bancarios vivos a 31 de diciembre de 2025, si los hubiera, no serían significativos.

No existen compromisos adicionales a los descritos en las Notas 7, 21, 24, 28, 32, 42.1.4 y 54 de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.



## 50. Retribución de auditores

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 los honorarios correspondientes a los servicios prestados por la empresa auditora KPMG Auditores, S.L. y otras entidades de su red, con independencia del momento de su facturación, son los siguientes:

Miles de Euros	2025	2024
Por Servicios de Auditoría	2.144	2.122
Por otros Servicios de Verificación Contable <sup>(1)</sup>	839	752
Por otros Servicios <sup>(2)</sup>	303	200
<b>TOTAL</b>	<b>3.296</b>	<b>3.074</b>

(1) Correspondientes, principalmente, a revisiones limitadas de Estados Financieros Intermedios e informes de aseguramiento y de verificación.  
(2) Correspondientes, principalmente, a informes de procedimientos acordados.

## 51. Plantilla

### 51.1. Plantilla final

El detalle de la plantilla final de Endesa es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	145	42	187	149	43	192
Mandos Intermedios	2.356	1.347	3.703	2.364	1.352	3.746
Personal de Administración y Gestión y Operarios	4.043	1.013	5.056	3.973	1.003	4.976
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>6.544</b>	<b>2.402</b>	<b>8.946</b>	<b>6.516</b>	<b>2.398</b>	<b>8.914</b>

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	3.545	1.205	4.750	3.502	1.220	4.812
Distribución	2.361	557	2.918	2.263	520	2.783
Estructura y Otros <sup>(1)</sup>	638	640	1.278	661	658	1.319
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>6.544</b>	<b>2.402</b>	<b>8.946</b>	<b>6.516</b>	<b>2.398</b>	<b>8.914</b>

(1) Estructura y Servicios.

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Menores de 30 años	324	144	468	280	143	423
Entre 30 y 50 años	3.490	1.387	4.847	3.624	1.478	5.102
Mayores de 50 años	2.760	871	3.631	2.612	777	3.389
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>6.544</b>	<b>2.402</b>	<b>8.946</b>	<b>6.516</b>	<b>2.398</b>	<b>8.914</b>

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2025			31 de diciembre de 2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
España	6.529	2.387	8.916	6.501	2.384	8.885
Portugal	15	15	30	15	14	29
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>6.544</b>	<b>2.402</b>	<b>8.946</b>	<b>6.516</b>	<b>2.398</b>	<b>8.914</b>

### 51.2. Plantilla media

El detalle de la plantilla media de Endesa es el siguiente:



Número de Empleados	Plantilla Media					
	2025			2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	147	42	189	154	42	196
Mandos Intermedios	2.374	1.340	3.714	2.302	1.332	3.724
Personal de Administración y Gestión y Operarios	3.976	999	4.975	3.901	995	4.896
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>6.497</b>	<b>2.381</b>	<b>8.878</b>	<b>6.447</b>	<b>2.369</b>	<b>8.816</b>

Número de Empleados	Plantilla Media					
	2025			2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	3.565	1.199	4.764	3.800	1.227	4.827
Distribución	2.280	535	2.815	2.192	491	2.683
Estructura y Otros <sup>(1)</sup>	652	647	1.299	655	601	1.306
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>6.497</b>	<b>2.381</b>	<b>8.878</b>	<b>6.447</b>	<b>2.369</b>	<b>8.816</b>

(1) Estructura y Servicios.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2025 y 2024 por las sociedades de Operación Conjunta es 740 y 749, respectivamente.

El detalle del número medio de personas empleadas en los ejercicios 2025 y 2024 con discapacidad mayor o igual al 33 % es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Media con Discapacidad <sup>(1)</sup>					
	2025			2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	1	-	1	1	-	1
Mandos Intermedios	27	9	36	29	7	36
Personal de Administración y Gestión y Operarios	46	14	60	42	15	57
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>97</b>	<b>72</b>	<b>22</b>	<b>94</b>

(1) Mayor o igual al 33 %.

Número de Empleados	Plantilla Media con Discapacidad <sup>(1)</sup>					
	2025			2024		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	35	10	45	32	11	43
Distribución	24	2	26	24	2	26
Estructura y Otros <sup>(2)</sup>	15	11	26	16	9	25
<b>TOTAL EMPLEADOS</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>97</b>	<b>72</b>	<b>22</b>	<b>94</b>

(1) Mayor o igual al 33 %.

(2) Estructura y Servicios.



## 52. Provisiones, activos y pasivos contingentes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que están incurso las sociedades de Endesa son los siguientes:

- Queda un único procedimiento judicial en curso derivado del incendio forestal ocurrido en Aguilar de Segarra (Barcelona) de fecha 18 de julio de 1.998, (P.O. 255/2018). Con fecha 26 de enero de 2026 se ha notificado la Sentencia de la Audiencia Provincial de Barcelona de 12 de diciembre de 2025, que confirma la Sentencia de instancia. A la espera de confirmar firmeza o eventuales recursos frente a la misma.
- Las autorizaciones administrativas de los parques eólicos Peña del Gato y Valdesamario, titularidad de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. (Sociedad 100 % de Enel Green Power España, S.L.U.) fueron anuladas mediante Sentencias del Tribunal Supremo de 13 de julio de 2015 y 5 de mayo de 2017, respectivamente, por entender que la tramitación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) no fue realizada correctamente. También fueron anuladas, por el mismo motivo, las licencias municipales otorgadas por los Ayuntamientos de Valdesamario y Riello para el parque eólico de Valdesamario (Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 26 de junio de 2017 y Sentencia del Juzgado Contencioso Administrativo de León de 30 de mayo de 2017, ambas firmes) así como las infraestructuras de evacuación de los parques (Sentencias del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 13 y 19 de marzo de 2018, que fueron impugnadas ante el Tribunal Supremo por su titular, Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. (Sociedad 100 % de Enel Green Power España, S.L.U.), habiendo el Tribunal Supremo inadmitido los 3 Recursos de casación interpuestos mediante Autos de 20 de diciembre de 2018 y 31 de enero de 2019) y la aprobación del proyecto de la Subestación Eléctrica de Transformación (SET) Ponjos (Sentencia del Juzgado Contencioso Administrativo 1 de León de 31 de mayo de 2017, impugnada por Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U., recurrida en apelación, habiéndose estimado dicho Recurso mediante Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 1 de julio de 2021. En lo que respecta al parque eólico Peña del Gato, se obtuvo una nueva autorización administrativa con fecha 8 de mayo de 2017 (tras volver a tramitar el proyecto subsanando los defectos de su evaluación ambiental) y las instalaciones se pusieron en marcha con fecha 3 de enero de 2018 (14 máquinas), y las restantes 11 máquinas con fecha 4 de abril de 2018, tras recibir el permiso de ocupación de montes modificado para ajustarse a la nueva autorización administrativa. En incidente de ejecución de Sentencia, el Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León ha anulado la nueva autorización administrativa concedida mediante Auto de 30 de julio de 2018, por entender que se ha dictado con la finalidad de eludir la Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 13 de julio de 2015. Contra dicho Auto se interpuso Recurso de reposición por parte de la Junta de Castilla y León y de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., que fue desestimado mediante Auto de 21 de diciembre de 2018, habiéndose interpuesto contra dicho Auto, por Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., Recurso de casación ante el Tribunal Supremo, el cual fue inadmitido a trámite mediante Providencia de 3 de julio de 2019.

El parque eólico Peña del Gato se vio obligado a paralizar de nuevo su funcionamiento en mayo de 2019, como consecuencia de la paralización de la infraestructura de evacuación. Con fecha 26 de octubre de 2021 se dio traslado a Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. del escrito presentado ante el Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León por parte de la asociación «Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica», por el que se solicita la paralización de la tramitación de la nueva autorización administrativa y la realización de una prueba pericial ambiental, todo ello en el marco del incidente de ejecución de la Sentencia que anuló la autorización administrativa del parque eólico Peña del Gato. Tanto Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., como la Junta de Castilla y León se han opuesto a la referida solicitud, que fue desestimada mediante Auto del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 10 de febrero de 2022. Con fecha 24 de mayo de 2022 se obtuvo una nueva autorización administrativa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de los parques eólicos Peña del Gato y Valdesamario, así como de la infraestructura de evacuación. Contra dichas autorizaciones se han presentado Recursos de alzada por parte de varias asociaciones ecologistas, que fueron desestimados por la Junta de Castilla y León. Con fecha 20 de enero de 2023 se notificó a Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. que la asociación «Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica» interpuso, ante el Juzgado de lo Contencioso-Administrativo de León, sendos Recursos contencioso-administrativos contra la desestimación de los Recursos de alzada contra la autorización administrativa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de los parques eólicos Valdesamario y Peña del Gato. El Recurso contra el parque eólico Peña del Gato fue estimado parcialmente mediante Sentencia de 8 de octubre de 2025 del Juzgado de lo Contencioso



Administrativo número 3 de León, por la que se anula y deja sin efecto la autorización administrativa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del parque, desestimándose la solicitud de desmantelamiento. Contra dicha Sentencia se han presentado ante el Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León sendos recursos de apelación por parte de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. y por la Junta de Castilla y León, los cuales han sido admitidos a trámite y se encuentran en su fase inicial de tramitación. El Recurso contra el parque eólico Valdesamario se encuentra actualmente pendiente de Sentencia.

- En junio de 2017, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) acordó la incoación del expediente sancionador contra Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. por una posible vulneración del artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) consistente en la utilización de la factura de los clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o a la Tarifa de Último Recurso (TUR) para publicitar los servicios ofrecidos por la comercializadora libre de Endesa.

Tras la instrucción del expediente sancionador, el envío de la propuesta de Resolución y la remisión de las correspondientes alegaciones por parte de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., con fecha 20 de junio de 2019, se dictó Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se acuerda imponer una sanción a Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. de aproximadamente 5 millones de euros por un supuesto acto de competencia desleal contrario al artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) y al artículo 4 de la Ley 3/1991, de 10 de enero, de Competencia Desleal (LCD).

Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. habría aprovechado un canal privilegiado (factura emitida a clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) o a la Tarifa de Último Recurso (TUR)), no accesible a otros competidores, para lanzar publicidad de servicios propios de mercado libre a un colectivo supuestamente vulnerable, los consumidores de mercado regulado.

Con fecha 31 de julio de 2019, Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. interpuso Recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, con solicitud de suspensión cautelar de la ejecución de la Resolución sancionadora, entre otras cuestiones, porque considera que (i) la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) funda sus conclusiones en meras presunciones no probadas, (ii) la conducta de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. no reúne los requisitos necesarios para ser considerado un acto contrario a la buena fe y (iii) tampoco se ha logrado acreditar que la conducta imputada tuviera un impacto sobre la competencia y el interés público, susceptible de ser sancionado bajo el artículo 3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC).

Con fecha 10 de octubre de 2023, la Audiencia Nacional dictó Sentencia desestimando este Recurso contencioso-administrativo, contra el que Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. formuló Recurso de casación ante el Tribunal Supremo. El Recurso de casación fue admitido mediante Auto de 19 de junio de 2024 y, posteriormente, con fecha 6 de septiembre de 2024, se presentó el escrito de interposición de Recurso de casación, habiendo el Abogado del Estado presentado escrito de oposición. El asunto está pendiente de que se señale fecha de votación y fallo.

- Con fecha 14 de diciembre de 2020, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) notificó a Enel Green Power España, S.L.U. y a su matriz, Endesa Generación, S.A.U., la incoación de un expediente sancionador por un presunto abuso de posición de dominio por parte de Enel Green Power España, S.L.U. en el mercado de acceso y conexión a la red de transporte en determinados nudos con efectos en el mercado conexo de generación eléctrica. Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), Enel Green Power España, S.L.U. habría, supuestamente, aprovechado su condición de Interlocutor Único de Nudo (IUN) para favorecer a empresas de su mismo Grupo en perjuicio de terceras empresas generadoras.

Enel Green Power España, S.L.U. remitió alegaciones indicando que no tiene posición de dominio en el mercado de acceso y conexión a la red de transporte, ni tampoco la figura del Interlocutor Único de Nudo (IUN) tenía conferidas facultades de decisión, ni margen de apreciación alguno en el proceso de tramitación de acceso a la red, tal y como ha sido reconocido por la propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en numerosos casos y así está recogido en la normativa sectorial que confiere al transportista la facultad exclusiva para atender y analizar las solicitudes de conexión a la red de transporte. Por lo demás, Enel Green Power España, S.L.U. considera que no se ha producido efecto exclusionario, ni cierre de mercado alguno debiéndose excluir, de plano, la supuesta práctica



abusiva, por no concurrir el tipo previsto en el artículo 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC). Tras la instrucción del expediente sancionador, envío de la Propuesta de Resolución y remisión de las correspondientes alegaciones por parte de Enel Green Power España, S.L.U., con fecha 10 de junio de 2022, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) dictó Resolución sancionadora acordando imponer a Enel Green Power España, S.L.U. y, solidariamente, a su matriz Endesa Generación, S.A.U. multas por importe total de 5 millones de euros por la comisión de 2 infracciones muy graves contrarias al artículo 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC) consistentes en un supuesto abuso de posición de dominio por parte de Enel Green Power España, S.L.U., en su condición de Interlocutor Único de Nudo (IUN), en el mercado de acceso y conexión a la red de transporte en los nudos de las subestaciones de Tajo de la Encantada y Lastras. Con fecha 29 de julio de 2022, Enel Green Power España, S.L.U. y Endesa Generación, S.A.U. presentaron Recurso ante la Audiencia Nacional contra la citada resolución sancionadora de 10 de junio de 2022 y, a su vez, solicitaron la suspensión cautelar del Apartado tercero de la parte dispositiva de la resolución relativa al pago de las sanciones impuestas. Mediante Auto de 13 de diciembre de 2022, la Audiencia Nacional acordó la suspensión de la ejecución de la multa. Habiendo tenido lugar ya los correspondientes trámites procesales, el asunto está actualmente pendiente de señalamiento para votación y fallo.

- El Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad instauró un mecanismo de minoración del considerado exceso de retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica inframarginales y no emisoras, en cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por éstas como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales.

En aplicación de dicho precepto, se atribuyó al Operador del Sistema la liquidación mensual del importe calculado conforme a la metodología instaurada por dicho Real Decreto Ley, cuyo pago corresponderá a las sociedades generadoras titulares de las instalaciones afectadas, o a las sociedades comercializadoras en caso de que la energía producida por aquellas se encuentre bilateralizada dentro del mismo Grupo de sociedades.

Previamente, con carácter mensual, cada sociedad o Grupo de sociedades podía declarar la energía exenta de minoración, por resultar cubierta por algún instrumento de contratación a plazo que cumpliera con los requisitos establecidos en cada momento (y que han ido variando en función de los sucesivos Reales Decretos Leyes que han modificado la norma originaria).

En aplicación de cuanto antecede, Endesa procedió a lo largo de todo el ejercicio 2023 a declarar la energía exenta que cumple los requisitos legalmente establecidos, a pagar el importe de las liquidaciones practicadas por el Operador del Sistema, y, sin perjuicio del pago, a impugnar las que consideraba que no se ajustan a la legalidad vigente.

La comprobación y verificación de este mecanismo corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). En aplicación de ello, con fecha 18 de julio de 2022, aquélla inició un procedimiento de comprobación y verificación de las liquidaciones de Endesa correspondientes al periodo comprendido entre el 16 de septiembre de 2021 y el 31 de marzo de 2022 que concluyó mediante Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) de 18 de abril de 2024. Esta Resolución, de la que inicialmente resultó una obligación de pago para Endesa de 5 millones de euros, fue recurrida por Endesa ante la Audiencia Nacional.

A su vez, frente a la citada Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 18 de abril de 2024 Endesa presentó escrito planteando una solicitud de revocación de actos de gravamen al objeto de que, a efectos del cálculo de la posición neta vendedora de Endesa, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tuviera en cuenta determinados datos aportados por Endesa y corrigiera, en consecuencia, el volumen de energía declarada exenta del pago del régimen de minoración. Con fecha 14 de septiembre de 2024, se notificó Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 10 de octubre de 2024 estimando la solicitud y reconociendo un importe de 4 millones de euros a favor de Endesa. En atención a ello, el importe reclamado por Endesa en el Recurso presentado contra la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) de 18 de abril de 2024 es actualmente de 1 millón de euros (y no de 5 millones de euros como inicialmente se planteó).



En julio de 2025, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) ha remitido, en el marco del procedimiento de verificación y comprobación de las liquidaciones de Endesa correspondientes al segundo periodo comprendido entre abril de 2022 y diciembre de 2023, un requerimiento de información. Dada la complejidad de la norma, sus sucesivas y reiteradas modificaciones, la ausencia de antecedentes o criterios generales y públicos contrastados que permitan arrojar una mayor seguridad jurídica sobre la aplicación del Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, así como las discrepancias surgidas durante el anterior periodo de verificación, no es posible, en estos momentos, vislumbrar un resultado final, no pudiéndose descartar el surgimiento de impactos en el importe de las cantidades definitivas a liquidar (con relación al siguiente periodo de verificación comprendido entre abril de 2022 y diciembre de 2023). En los ejercicios 2023 y 2022, Endesa realizó pagos en aplicación del Real Decreto Ley 17/2021, de 14 de septiembre, por un importe de 119 millones de euros y 9 millones de euros, respectivamente.

- En septiembre de 2022, Edistribución Redes Digitales, S.L.U. interpuso Recurso ante el Tribunal Supremo contra la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

En particular, Edistribución Redes Digitales, S.L.U. impugna (i) la retribución reconocida para los ejercicios 2017, 2018 y 2019 por incorporar los resultados de unos procedimientos de inspección, manifiestamente perjudiciales para la Sociedad, al minorar, de forma significativa, la retribución correspondiente a dichos ejercicios y no reconocer determinadas inversiones y gastos incurridos por Edistribución Redes Digitales, S.L.U. en el ejercicio de su actividad. A su vez, (ii) se impugna la cuantía de penalización por pérdidas en la red de distribución para el año 2016 establecida por Edistribución Redes Digitales, S.L.U.

Con fecha 19 de noviembre de 2025 el Tribunal Supremo ha notificado Sentencia parcialmente estimatoria del recurso presentado por Edistribución Redes Digitales S.L.U., declarando la nulidad parcial de la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, recurrida, entre otras cuestiones, por cuanto (i) en virtud del artículo 11 del Real Decreto 1048/2013, de 30 de diciembre, no procede asignar valores negativos a la Retribución por Operación y Mantenimiento Ligada a Activos Eléctricos (ROMLAE) (esto es, a la retribución por costes de operación y mantenimiento que no están directamente ligada a los activos eléctricos). Se declara también la nulidad parcial de la referida Orden (ii) por el no reconocimiento de determinadas partidas de las Inversiones Base Operativa (IBO) (esto es, no reconocimiento de determinadas partidas referidas a la retribución por inversiones no directamente ligadas a activos eléctricos). Se declara, por último, la nulidad parcial de la Orden por (iii) aplicar una doble deducción de las subvenciones percibidas en 2015, así como (iv) por una incorrecta aplicación (contraria a las previsiones recogidas en el artículo 34 del Real Decreto 1048/2013, de 30 de diciembre) de las penalizaciones por pérdidas en la red en 2016. En virtud de lo anterior, el Tribunal Supremo ordena a la Administración realizar los ajustes correspondientes en los términos resultantes de los fundamentos jurídicos cuarto y sexto de la Sentencia, reconociéndose, a su vez, el derecho de Edistribución Redes Digitales, S.L.U. a que se le reconozcan los intereses legales correspondientes.

- A raíz de una serie de denuncias presentadas ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) contra Edistribución Redes Digitales, S.L.U. por presuntas prácticas anticompetitivas, en junio de 2023, la Dirección de Competencia llevó a cabo una investigación en varias sedes de Endesa. Posteriormente, con fecha 5 de julio de 2024, la Dirección de Competencia acordó la incoación de un expediente sancionador contra Edistribución Redes Digitales, S.L.U. por un presunto abuso de posición de dominio consistente en realizar un tratamiento discriminatorio (en detrimento de terceras comercializadoras ajenas a Endesa) en la resolución de reclamaciones relativas a trámites relacionados con los mercados de comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios energéticos, instalación de equipos de medida, así como instalación y operación del autoconsumo.

Con fecha 14 de julio de 2025, la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha acordado ampliar la incoación del expediente sancionador S/0007/23 por la supuesta comisión de una conducta abusiva, contraria a los artículos 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (UE), consistente en el acceso privilegiado por Endesa Energía S.A.U. a información confidencial de Edistribución Redes Digitales, S.L.U. desde, al menos, febrero de 2024 hasta la actualidad.

Con fecha 11 de febrero de 2026 la Dirección de Competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado el Pliego de Concreción de Hechos, por el que considera a



Edistribución Redes Digitales, S.L.U. responsable de 2 infracciones muy graves consistentes en el abuso de posición dominante contrario a los artículos 2 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia y 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (UE), por las siguientes conductas: La primera, habilitar desde octubre de 2019 hasta al menos junio de 2023 un canal de comunicación, gestionado por Endesa Operación y Servicios Comerciales, S.L.U. para dar un tratamiento directo y exclusivo a las solicitudes y reclamaciones de los clientes de Endesa Energía, S.A.U., discriminando a los clientes de terceros competidores sin acceso a dicho canal directo, en el mercado de suministro minorista de energía eléctrica, de instalación de equipos de medida e instalación y operación de autoconsumo; y la segunda dar acceso desde octubre de 2023 hasta, al menos, abril de 2024 a Endesa Energía, S.A.U. a información confidencial y comercialmente sensible que le permitió realizar labores comerciales.

Endesa va a realizar alegaciones a este Pliego, al considerar que Edistribución Redes Digitales, S.L.U. no ha cometido ninguna infracción.

- El pasado mes de enero de 2025 una compañía productora de gas natural licuado (GNL) ha iniciado un procedimiento arbitral contra Endesa Generación, S.A.U. para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL). La contraparte solicita un ajuste de precio que podría dar lugar a un desembolso por parte de Endesa de aproximadamente 200 millones de dólares (USD), incluidos intereses hasta 31 de diciembre de 2025. Este importe podría variar en el curso del arbitraje, cuya conclusión no se espera hasta el último trimestre de 2026.
- Está en curso un litigio relativo a las actas incoadas por la Inspección en 2017 a Enel Green Power España, S.L.U. en relación con el Impuesto sobre Sociedades (IS) de los ejercicios 2010 a 2013. El principal tema en discusión se refiere a la aplicación o no del régimen de neutralidad fiscal a la fusión de Enel Green Power España, S.L.U. por absorción de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER) en 2011. El pasado 10 de diciembre de 2019 se obtuvo Resolución desestimatoria del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) relativo al Impuesto sobre Sociedades (IS) del ejercicio 2011 (en lo que respecta a la posición de Enel Green Power España, S.L.U. como sucesora de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER)) y se ha decidido interponer recurso ante la Audiencia Nacional. Asimismo, el 16 de junio de 2020 se recibió Resolución estimatoria parcial para el Impuesto sobre Sociedades (IS) de los ejercicios 2010 a 2013, donde se discuten los efectos de la aplicación del régimen de neutralidad fiscal en ese periodo, que, de igual manera, se ha decidido seguir recurriendo ante la Audiencia Nacional. El importe contingente asociado a la potencial pérdida del litigio de la fusión de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER) por parte de Enel Green Power España, S.L.U. se ha recalculado en base a los criterios compartidos por la Inspección de los Tributos en el curso de las actuaciones inspectoras en curso sobre el Grupo Enel Iberia, S.L.U. Dicho criterio considera las potenciales recuperaciones fiscales de la cuota liquidada en el acta objeto de litigio en los siguientes a 2011, lo que implica que la contingencia potencial neta de dichas recuperaciones, a 31 de diciembre de 2025, ascienda a 36 millones de euros. Se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda.
- Con respecto a los Acuerdos de Liquidación definitivos del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal de Impuesto sobre Sociedades (IS) e Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a los que pertenece Endesa, S.A., relativos al proceso de Inspección de los ejercicios 2011 a 2014, se están sustanciando ante la Audiencia Nacional los recursos frente a las resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC).

En el caso del Impuesto sobre Sociedades (IS) los conceptos objeto de discusión tienen su origen, principalmente, en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de gastos por desmantelamiento de centrales, de determinados gastos financieros y de determinadas pérdidas derivadas de la transmisión de participaciones del periodo inspeccionado. La contingencia asociada al proceso asciende a 41 millones de euros y se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda. En el caso del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se discute principalmente la aplicación de la regla de la prorrata y el importe reclamado asciende a 7 millones de euros, habiéndose abonado la liquidación correspondiente tras la inadmisión de la medida cautelar de la Audiencia Nacional el 5 de junio de 2023.

- Con respecto a los Acuerdos de Liquidación definitivos del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal de Impuesto sobre Sociedades (IS) e Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a los que pertenece Endesa, S.A., así como de Retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y, en su caso, del Impuesto sobre la Renta de No Residentes (IRNR), de cada una de las Sociedades inspeccionadas, relativos al proceso de



Inspección de los ejercicios 2015 a 2018, se están sustanciando ante la Audiencia Nacional los recursos frente a las resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC).

Los principales temas en discusión son: para Retenciones, el tratamiento dado al uso de vehículos por parte de empleados (la contingencia asociada al proceso asciende a 2 millones de euros y se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda), para el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), la deducibilidad del impuesto asociado al renting de los citados vehículos, así como a la aplicación de la regla de prorata, habiéndose abonado las liquidaciones (el importe reclamado asciende a 1,5 millones de euros) y para el Impuesto sobre Sociedades (IS), los conceptos que siguen en discusión se refieren principalmente a la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de determinados gastos financieros y al rechazo de parte de la deducción por Investigación, Desarrollo e Innovación Tecnológica acreditada, habiéndose ya abonado la contingencia asociada al proceso (el importe contingente asciende a 12 millones de euros y el importe reclamado asciende a 28 millones de euros).

En relación con los temas que parcialmente fueron estimados por el Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) en 2024 para el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) principalmente se refieren a la deducibilidad del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) soportado asociado al uso de vehículos por empleados con un impacto favorable de 1 millón de euros siendo un impacto reflejado en 2025 tras el Acuerdo de Ejecución del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) de abril de 2025. En el caso del Impuesto sobre Sociedades (IS) se refieren a la admisión de la pretensión relacionada con la inconstitucionalidad del Real Decreto Ley 3/2016, de 2 de diciembre, que fue declarada por el Tribunal Constitucional en la Sentencia número 11/2024, de 18 de enero, y al criterio de imputación temporal de los ingresos por devoluciones de tributos declarados inconstitucionales. A estos efectos en 2025 se ha emitido por parte de la Agencia Tributaria Acuerdo de Ejecución de la citada Resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) procediendo a reliquidarse los ejercicios 2015 a 2018. A 31 de diciembre de 2025 el efecto a nivel de Endesa es de 19 millones de euros.

- Respecto de los ejercicios 2019 a 2022, el 31 de octubre de 2025 se han recibido las Actas del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal de Impuesto sobre Sociedades (IS) Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a los que pertenece Endesa, S.A., así como de Retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y, en su caso, del Impuesto sobre la Renta de No Residentes (IRNR), de cada una de las Sociedades inspeccionadas, habiéndose presentado alegaciones a principios de diciembre y estando a la espera de recibir los Acuerdos de Liquidación.

Los principales temas en discusión son: para Retenciones, el tratamiento dado al uso de vehículos por parte de empleados (la contingencia asociada al proceso asciende a 1 millón de euros), y para el Impuesto sobre Sociedades (IS) los conceptos que siguen en discusión se refieren principalmente a la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de determinados gastos financieros y en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de gastos por desmantelamiento de centrales (la contingencia asociada al proceso asciende a 14 millones de euros).

- En relación con el Impuesto sobre el Combustible Nuclear Gastado que regula la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad Energética, existen procesos abiertos en los que Endesa Generación, S.A.U. ha solicitado la modificación de la base imponible del Impuesto sobre el Combustible Nuclear Gastado por considerar que, a efectos del cálculo del coeficiente de retroactividad establecido en la Disposición Transitoria Tercera de la norma, es de aplicación el criterio establecido en la Resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC), de 22 de febrero de 2022. En virtud de estas reclamaciones Endesa Generación, S.A.U. ha solicitado una devolución de ingresos indebidos. El 22 de marzo de 2024 la Inspección de Tributos acordó la procedencia de la devolución de 5 millones de euros. Una vez se recibieron, los acuerdos de liquidación que denegaban la totalidad de las devoluciones solicitadas por 145 millones de euros fueron recurridos ante el Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) en febrero de 2025, estando pendiente de resolución por parte del Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC).
- En relación con el Nuevo Gravamen Temporal Energético introducido por la Ley 38/2022, de 27 de diciembre, para el establecimiento de gravámenes temporales energético, Endesa, S.A. recurrió en 2023 la normativa de desarrollo ante la Audiencia Nacional por considerar que el gravamen es contrario a la normativa europea y española. Una vez se auto-impugnaron las autoliquidaciones presentadas durante los ejercicios 2023 y 2024 solicitando una devolución de 376 millones de euros en base al argumento de ilegalidad, se iniciaron inspecciones tributarias respecto a cada uno de ellos. En enero del 2025 se ha



recibido el Acuerdo de liquidación que confirmaba la devolución de parte del gravamen ingresado en 2023 al aceptar la solicitud de exclusión de la Base Imponible de determinados ingresos de la comercializadora y generadora, por proceder de actividades reguladas. Por otro lado, la Inspección del ejercicio 2024 finalizó el 7 de julio de 2025 sin regularización alguna. Se continúa la impugnación de los acuerdos de liquidación derivados de las inspecciones por la ilegalidad del gravamen.

- En relación con el Impuesto sobre Hidrocarburos que, tras la entrada en vigor de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad Energética y hasta octubre de 2018, gravaba la fabricación e importación de productos incluidos en su ámbito objetivo que se destinan a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas, existen procesos abiertos en los que Endesa ha solicitado la devolución de los importes liquidados, sobre la base de la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, de 7 de marzo de 2018 (Asunto C-31/17 - Cristal Union), conforme a la cual es de aplicación, en estos supuestos, la exención del art. 14.1 a) de la Directiva 2003/96/CE, de 27 de octubre. Los procesos iniciados por Endesa están pendientes de Sentencia por parte de la Audiencia Nacional si bien la posición que mantiene Endesa ha sido respaldada por el Tribunal Supremo en diversas sentencias emitidas, entre julio y septiembre de 2024, para supuestos de utilización de gas en cogeneración y ciclos combinados de otros contribuyentes, y recientemente la Compañía ha tenido conocimiento del allanamiento de la Abogacía del Estado en procesos similares que se sustancian ante la Audiencia Nacional.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidado cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago o cobro si, en su caso, las hubiese.

Durante los ejercicios 2025 y 2024 el importe de los pagos realizados por la resolución de litigios ha ascendido a 5 millones de euros y 11 millones de euros, respectivamente. Al importe correspondiente al ejercicio 2024 habría que añadir 515 millones de euros correspondientes al pago del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamientos a largo plazo de gas natural licuado (GNL) (véase Nota 47.1).

### 53. Normas contables de futura aplicación

#### a) Normas e Interpretaciones aprobadas por la Unión Europea (UE) cuya primera aplicación se producirá en 2026 y 2027

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: «Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros»	1 de enero de 2026
Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: «Contratos relativos a Electricidad Dependiente de la Naturaleza»	1 de enero de 2026
Modificaciones Actuales Volumen 11 <sup>(1)</sup>	1 de enero de 2026
NIIF 18 «Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros»	1 de enero de 2027

(1) Modificaciones a la NIIF 1 «Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera», NIIF 7 «Instrumentos Financieros: Información a Revelar», NIIF 9 «Instrumentos Financieros», NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados» y NIC 7 «Estado de Flujos de Efectivo».

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas la Dirección de Endesa está evaluando el impacto de su aplicación, si bien estima que, a excepción de la aplicación de la NIIF 18 «Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros», el impacto no será significativo en los Estados Financieros Consolidados.

INTERNAL



## b) Normas e Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) pendientes de aprobación por la Unión Europea (UE)

El Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) ha aprobado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que pudieran afectar a Endesa y están pendientes de aprobación por parte de la Unión Europea (UE) en la fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: <sup>(1)</sup> Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 19 «Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar»	1 de enero de 2027
Modificaciones a la NIIF 19 «Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar»	1 de enero de 2027
Modificaciones a la NIC 21. «Conversión a una moneda de presentación hiperinflacionaria»	1 de enero de 2027

(1) Si se adoptase sin cambios por la Unión Europea (UE).

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de Endesa está evaluando el impacto que la aplicación de estas Normas y modificaciones tendrían, si fueran finalmente convalidadas por la Unión Europea (UE), sobre los Estados Financieros Consolidados de Endesa.

## 54. Hechos posteriores

El día 5 de enero de 2026 la Sociedad detectó que, a pesar de las medidas de seguridad implementadas dentro del Grupo, podría haberse producido un acceso ilegítimo a sus sistemas. Tras los oportunos análisis, se verificó que, efectivamente, se había accedido ilegítimamente a ciertos datos personales de clientes relativos a sus contratos, por lo que se activaron los protocolos y procedimientos de seguridad establecidos, así como todas las medidas técnicas y organizativas necesarias para contener el incidente, mitigar sus efectos y prevenir que pudiera repetirse en el futuro.

Asimismo, dentro del plazo legal, el día 7 de enero de 2026 se procedió a la notificación a la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD) del incidente que afectaba, en un principio, a la comercializadora de mercado libre Endesa Energía, S.A.U., dando cumplimiento a la obligación establecida en el artículo 33 del Reglamento (UE) 2016/679, de 27 de abril, General de Protección de Datos (RGPD). El día 8 de enero de 2026, se verificó que el incidente había afectado igualmente a la comercializadora de mercado regulado Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., notificándose el incidente el día 9 de enero de 2026 también a la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD), por parte de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. Ninguna otra sociedad del Grupo se ha visto afectada por el incidente.

Ese mismo 9 de enero de 2026, tras realizar una nueva valoración del alcance del incidente, Endesa concluyó que, por aplicación del artículo 34 del Reglamento (UE) 2016/679, de 27 de abril, General de Protección de Datos (RGPD), existía la necesidad de comunicar el incidente personalmente a todos los afectados, procediéndose a realizar dichas comunicaciones de acuerdo con los criterios establecidos por la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD) a algo más de 16 millones de clientes de las dos compañías.

Por su parte, la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD) ha solicitado a las dos sociedades afectadas que amplíen las notificaciones preliminares realizadas a dicha autoridad, facilitando información adicional a la ya aportada inicialmente.

Igualmente se ha procedido a informar del incidente a otras autoridades competentes en la materia distintas a la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD), continuando a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los análisis para determinar el origen de la brecha de seguridad.

Con fecha 30 de enero de 2026, Endesa Energía, S.A.U. ha adquirido el 100 % del capital social de la sociedad Energía Colectiva, S.L.U. a MasOrange Xfera Móviles, S.A.

A la fecha del acuerdo Energía Colectiva, S.L.U., comercializadora energética digital de MasOrange, cuenta con las capacidades digitales y tecnológicas más avanzadas del mercado y con más de 360.000 clientes de electricidad y gas.

INTERNAL



Con el cierre de la transacción, Endesa y MasOrange han alcanzado un acuerdo para la comercialización en España de energía y telecomunicaciones mediante el cual los clientes podrán acceder a ofertas personalizadas y servicios de alto valor añadido, disfrutando de las mejores propuestas comerciales de energía y telecomunicaciones.

El precio correspondiente a la adquisición del 100 % de Energía Colectiva, S.L.U. ha ascendido aproximadamente a 92 millones de euros, sujeto a las cláusulas habituales de revisión de este tipo de transacciones, habiéndose desembolsado el 80 % del mismo el 30 de enero de 2026.

Con fecha 20 de febrero de 2026 y, en cumplimiento de la delegación otorgada por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el 29 de abril de 2025, el Consejo de Administración de Endesa, S.A. ha acordado: (i) Amortizar la totalidad de las 17.007.566 acciones propias de Endesa, S.A., de 1,2 euros de valor nominal cada una de ellas, adquiridas a través del programa de recompra ejecutado como Segundo Tramo del Programa Marco de recompra de acciones propias, y reducir en un importe de 20.409.079,2 euros el capital social de Endesa, declarando así cerrada la ejecución de la reducción de capital; (ii) Modificar los artículos 5 y 6 de los Estatutos Sociales de la Sociedad, relativos al capital social y a las acciones, respectivamente, para que reflejen la nueva cifra de capital y el número de acciones en circulación tras la ejecución de la reducción de capital aprobada (véase Nota 36.1.8).



Salvo lo mencionado en los párrafos anteriores, no se han producido hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2025 y la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas que no hayan sido reflejados en las mismas.



## ANEXO I: Sociedades y participaciones relevantes de Endesa

A continuación, se presentan las Sociedades que componen Endesa a 31 de diciembre de 2025.

La actividad principal de las Sociedades que componen Endesa se detalla siguiendo la siguiente clasificación:

Actividad	Descripción de Actividad
	Generación Convencional
	Generación Renovable
	Comercialización de Energía
	Comercialización de otros Productos y Servicios
	Distribución
	Estructura y Servicios

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						Control <sup>(1)</sup>	Control <sup>(2)</sup>	
MATRIZ								
ENDESA, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	1.270.505.540,40 EUR		HOLDING		100,00	100,00	KPMG AUDITORES
SOCIEDADES								
AGUILÓN 20, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	2.682.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	60.100,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	1.953,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
ARENA GREEN POWER 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA GREEN POWER 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA GREEN POWER 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA GREEN POWER 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA GREEN POWER 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 11, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 20, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 33, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 34, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ARENA POWER SOLAR 35, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCO-VANDELLÓS II, A.I.E.	TARRAGONA (ESPAÑA)	19.232.400,00 EUR		IP	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	85,41	85,41	KPMG AUDITORES

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						Control <sup>(1)</sup>	Económico Control <sup>(2)</sup>	
ATECA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	NO AUDITADA
BAIKAL ENTERPRISE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
BALEARIS ENERGY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	4.500,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
BAYLLO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
BOSA DEL EBRO, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.010,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
BRAZORTAS 220 RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (A)	FUNATEMA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	15,98	15,98	NO AUDITADA
BRAZORTAS 220 RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (A)	BAYLLO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	15,98	15,98	NO AUDITADA
CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	25,30	25,30	NO AUDITADA
CENTRAL HIDRÁULICA GUEJAR-SIERRA, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	364.213,34 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	CATT AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	595.001,98 EUR		M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	NO AUDITADA
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	0,00 EUR		M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	24,18	24,18	KPMG AUDITORES
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	36.260,75 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	NO AUDITADA
COGENO IBERIA, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	2.874.621,60 EUR		M.P. (A)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	DELOITTE
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	600.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	33,50	33,50	DELOITTE
COMPAÑÍA ELÉCTRICA TERRAS ALTAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SORIA (ESPAÑA)	12.460.900,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	37,50	KPMG AUDITORES
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE ZARAGOZA, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	271.652,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	25,00	25,00	KPMG AUDITORES
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
DEHESA PV FARM 03, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
DEHESA PV FARM 04, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora		
						Control <sup>(1)</sup>	Control <sup>(2)</sup> Económico			
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	108.240,00 EUR		I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	100,00	45,00	100,00	KPMG AUDITORES
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	12.821.210,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
EDISTRIBUCION REDES DIGITALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	1.204.640.060,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
EGRE SOLAR 2, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	81.100,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,01	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ELCOGAS, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	806.690,40 EUR		M.P. (N)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,99	40,99	40,99	40,99	NO AUDITADA
ELECGAS, S.A.	SANTARÉM (PORTUGAL)	50.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
ELECTRICA DE JAFRE, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	165.876,00 EUR		I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	47,46	100,00	47,46	100,00	KPMG AUDITORES
ELECTRICA DE LUAR, S.L.	CADIZ (ESPAÑA)	1.081.821,78 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	AVANTER AUDITORES
ELECTRICA DEL ERRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	BARCELONA (ESPAÑA)	500.000,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	CADIZ (ESPAÑA)	4.980.246,40 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	DELOITTE
EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
EMPRESA CARBONIFERA DEL SUR, ENCASUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	18.000.000,00 EUR		I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A.	CEUTA (ESPAÑA)	18.862.250,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	96,42	96,42	96,42	96,42	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA ENERGIA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	10.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	60.200,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	14.445.575,90 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	4.621.003.006,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						Control <sup>(1)</sup>	Económico Control <sup>(2)</sup>	
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	LISSBOA (PORTUGAL)	50.000,00 EUR		I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	99,20	99,20	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	1.940.379.737,02 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	965.305,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	89.999.790,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA MOBILITY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	10.000.000,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	NO AUDITADA
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	10.138.577,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENDESA X WAY, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	600.000,00 EUR		M.P. (A)	ENDESA MOBILITY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	49,00	49,00	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	11.152,74 EUR		I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	81.106,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,01	50,01	KPMG AUDITORES
ENERGIA BASE NATURAL S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGIA CEUTA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	65.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGIA EÓLICA AÍRREICO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.576,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGIA NET SA CASITA LLUCMAJOR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	9.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGIA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	2.000.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGIA Y NATURALEZA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGIAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	546.919,10 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	54,95	54,95	KPMG AUDITORES
ENERGIAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.230.000,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						31/12/2025	31/12/2024	
						Control <sup>(1)</sup>	Económico	
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	1.236.160,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,67	66,67	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DE CARIÓN, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	270.450,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	97,00	97,00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	9.210.840,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	LEÓN (ESPAÑA)	1.635.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,01	50,00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS LIMPIAS DE CARMONA, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.657,50 EUR		M.P. (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,69	7,69	NO AUDITADA
					ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,69	7,69	
					ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,69	7,69	
ENIGMA GREEN POWER 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
ENVATIOS PROMOCIÓN XX, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.561.342,50 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,50	50,50	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	240.400,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	80,00	80,00	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	216.360,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	55,00	55,00	KPMG AUDITORES
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	4.538.426,83 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	480.030,00 ARS		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	NO AUDITADA
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	1.756.225,50 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	LJUAN AUDITORES
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	420.708,40 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	BDO AUDITORES
EÓLICAS DE TIRAJANA, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	KPMG AUDITORES

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora		
						31/12/2025	31/12/2024			
						Control <sup>(1)</sup>	Control <sup>(2)</sup>	Económico		
EPRESA ENERGIA, S.A.	CADIZ (ESPAÑA)	2.500.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	DELOITTE
ENVIATOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)						3,45		3,45		
ENVIATOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	9.066,00 EUR		M.P. (A)		3,45	10,36	3,45	10,36	NO AUDITADA
ENVIATOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)						3,45		3,45		
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.500.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	70,00	70,00	70,00	70,00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.230.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	73,60	73,60	73,60	73,60	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	100.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	5.488.500,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	65,00	65,00	65,00	65,00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	8.046.800,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VRGEN, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	4.200.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
FOTVOLTAICA YUNCLULLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
FRONT MARITIM DEL BESÓS, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	6.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	61,37	61,37	61,37	61,37	NO AUDITADA
FRV CORCHITOS I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	75.800,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
FRV CORCHITOS II SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	22.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FRV GIBALBIN-JEREZ, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	23.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FRV TARIFA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FRV VILLALBILLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FRV ZAMORA SOLAR 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a		Sociedad Auditora	
						31/12/2025 Control <sup>(1)</sup>	31/12/2024 Control <sup>(1)</sup> Económico		
FURATEMA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	50,01	KPMG AUDITORES
FV ANDREA SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FV CAMPO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FV LA CERCA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
FV MENAUTE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
GAS Y ELÉCTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	213.775.700,00 EUR		I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	30.008.736,00 EUR		M.P. (A)	UNION ELÉCTRICA DE CAMARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	23,21	23,21	23,21	ERNST & YOUNG
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	BARCELONA (ESPAÑA)	126.210,00 EUR		I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	1.608.200,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
HIDROFUMICELL, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	78.120,00 EUR		I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,00	75,00	75,00	KPMG AUDITORES
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	BADAJOS (ESPAÑA)	3.500,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	NO AUDITADA
INFRAESTRUCTURAS PALOS 220, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
					PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						31/12/2025	31/12/2024	
						Control <sup>(1)</sup>	Control <sup>(2)</sup>	Económico
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	90.000,00 EUR		M.P. (A)	BAYLO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) FURATEMA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) AGANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41	6,41	9,02
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	12.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	30,80	30,80	15,40
INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	11.000,00 EUR		M.P. (A)	BAYLO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) FURATEMA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) AGANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94	7,94	11,90
KROMSCHROEDER, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	607.126,00 EUR		M.P. (A)	ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	29,26	29,26	29,26
LOIRA DE LOGÍSTICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 7, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00
LOIRA DE LOGÍSTICA 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora		
						Control <sup>(1)</sup>	Económico			
LUCAS SOSTENIBLE, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.099.775,00 EUR	👆	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	35,29	17,65	35,29	17,65	NO AUDITADA
MARÍA RENOVABLES, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	👆	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,36	45,36	45,36	45,36	NO AUDITADA
MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	VALENCIA (ESPAÑA)	-	👆	I.P.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	18,62	18,62	18,62	18,62	NO AUDITADA
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	1.820.000,00 EUR	👆	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	36,50	36,50	36,50	36,50	NO AUDITADA
MONTE REINA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	4.000,00 EUR	👆	M.P. (A)	FRY ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,58	20,58	20,58	20,58	NO AUDITADA
NUCLEONOR, S.A.	BURGOS (ESPAÑA)	5.426.000,00 EUR	👆	M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	ERNST & YOUNG
OLIVUM PV FARM 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER (ESPAÑA SOLAR 1, S.L. UNIPERSONAL)	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
OMAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	TERUEL (ESPAÑA)	6.010,12 EUR	👆	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
PAMPINUS PV FARM 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
PARAVENTO, S.L.	LUGO (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
PARC EOLIC LA TOBSALA MOJA DEN PASCUAL, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.183.100,00 EUR	👆	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.313.100,00 EUR	👆	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	LA CORUÑA (ESPAÑA)	5.857.704,37 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	120.400,00 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,17	50,17	50,17	50,17	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	1.007.000,00 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	80,00	80,00	80,00	80,00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	3.006.072,63 EUR	👆	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,00	75,00	75,00	75,00	KPMG AUDITORES

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2025		% Participación a 31/12/2024		Sociedad Auditora
						Control <sup>(1)</sup>	Económico	Control <sup>(2)</sup>	Económico	
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	562.920,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	82,00	82,00	82,00	82,00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	901.500,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,33	66,33	66,33	66,33	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGAN, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	3.810.340,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	6.540.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,50	75,50	75,50	75,50	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO MUNIESA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	526.890,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	52,00	52,00	52,00	52,00	KPMG AUDITORES
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MACERO, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	7.192.970,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	58,00	58,00	58,00	58,00	KPMG AUDITORES
PEGOP - ENERGIA ELECTRICA, S.A.	SANTAREM (PORTUGAL)	50.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	49,98	50,00	49,98	50,00	KPMG AUDITORES
PRODUCTIVE SOLAR SYSTEMS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	0,02	0,02	0,02	0,02	NO AUDITADA
PRODUCTORA DE ENERGIAS, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	60.101,21 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL IBERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	12.020,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
PROMOTORES MUDEJAR 400KV, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	24,75	24,75	24,75	24,75	NO AUDITADA
PROYECTO REN 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	5,69	34,35	5,69	34,35	NO AUDITADA
PROYECTO REN 02, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,75	6,75	6,75	6,75	NO AUDITADA
PROYECTO REN 03, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
PROYECTO REN 04, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
PROYECTO REN 05, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora	
						31/12/2025	31/12/2024		
						Control <sup>(1)</sup>	Económico	Control <sup>(2)</sup>	Económico
PROYECTO REN 06 S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	NO AUDITADA
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES S.L.	ALICANTE (ESPAÑA)	27.000,00 EUR	☞	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00
REBUILDING AGENTE REHABILITADOR, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	250.000,00 EUR	☞	M.P. (N.C.)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00
REN ALFAURIN SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00
RENOVABLES ANDORRA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00
RENOVABLES BROVALES 400KV, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	☞	M.P. (A)	DEHESA DE LOS GUADALUPEZ SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24	6,24	6,24	NO AUDITADA
					FUNATEÑA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24	6,24	6,24	NO AUDITADA
					BAYLO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24	6,24	6,24	NO AUDITADA
					SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24	32,08	6,24	40,08
					EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	18,99	18,99	18,99	NO AUDITADA
					ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	6,24	6,24	6,24	NO AUDITADA
					EGPE SOLAR 2, S.L.	15,96	15,96	15,96	NO AUDITADA
RENOVABLES BROVALES SEGUIRA DE LEÓN 400 KV, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	☞	M.P. (A)	EGPE SOLAR 2, S.L.	31,03	31,03	31,03	NO AUDITADA
					EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,02	33,02	33,02	NO AUDITADA
RENOVABLES LA PIEDRERA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00
RENOVABLES MANZANARES 400 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	☞	M.P. (A)	EGPE SOLAR 2, S.L.	27,86	27,86	27,86	NO AUDITADA
					STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	15,12	15,12	15,12	NO AUDITADA
RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01
RENOVABLES TERUEL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	☞	M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,21	40,21	40,21	40,21

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						Control <sup>(1)</sup>	Control <sup>(2)</sup>	
ROSI ENERGY IBERIA, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	500.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	NO AUDITADA
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	462.185,68 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	NO AUDITADA
SAN FRANCISCO DE BORBIA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	60.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,67	66,67	KPMG AUDITORES
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	SEVILLA (ESPAÑA)	207.340,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SAVANNA POWER SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SECCIONADORA ALMOGÓVAR RENOVABLES, S.L.	MÁLAGA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	37,50	37,50	NO AUDITADA
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.010,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
SET CARMONA 400 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	10.000,00 EUR		M.P. (A)	EGPE SOLAR 2, S.L.	16,00	16,00	NO AUDITADA
SHARK POWER REN 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SHARK POWER REN 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SHARK POWER REN 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SHARK POWER REN 7, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SHARK POWER REN 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora
						31/12/2025 Control <sup>(1)</sup>	31/12/2024 Control <sup>(1)</sup> Económico	
SHARK POWER REN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SHARK POWER REN 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	NO AUDITADA
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	175.200,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	28,12	28,12	NO AUDITADA
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	2.097.750,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	96,00	96,00	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	SEVILLA (ESPAÑA)	4.507.590,78 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	64,73	64,73	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	3.286.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	SEVILLA (ESPAÑA)	2.404.048,42 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
SOLANA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	6.246,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	39,90	39,90	NO AUDITADA
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	601.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	36,00	36,00	AUDESA
STONEMOOD DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	4.053.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
SUGGESTION POWER UNIPERSONAL LDA.	LISBOA (PORTUGAL)	50.000,00 EUR		I.G.	ENDESA-GERAÇÃO PORTUGAL S.A.	100,00	100,00	NO AUDITADA
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	12.000.240,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	33,50	33,50	DELOITTE
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	2.890.000,00 EUR		I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
TAUJSTE ENERGIA DISTRIBUIDA, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	60.500,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	LISBOA (PORTUGAL)	5.025.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENDESA-GERAÇÃO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	43,76	43,75	KPMG AUDITORES
TERMOTEC ENERGIA, A.T.E. (EN LIQUIDACION)	VALENCIA (ESPAÑA)	481.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	NO AUDITADA
TERRER RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	5.000,00 EUR		M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	29,57	29,57	NO AUDITADA

INTERNAL



Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad	Método de Consolidación	Accionistas	% Participación *		Sociedad Auditora		
						31/12/2025 Control <sup>(1)</sup> Económico	31/12/2024 Control <sup>(1)</sup> Económico			
TICO SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
TICO SOLAR 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
TOLEDO PV, A.E.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	MADRID (ESPAÑA)	20.387,90 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	KPMG AUDITORES
TORO RENOVABLES 400 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (A)	FRY ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	8,28	8,28	8,28	8,28	NO AUDITADA
TORREPALMA ENERGY 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.100,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	50,01	KPMG AUDITORES
TRANSFORMADORA ALMOADOVAR RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,53	60,53	60,53	60,53	NO AUDITADA
TREVIAGO RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR		M.P. (A)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	17,77	17,75	17,77	17,75	NO AUDITADA
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	100.171.521,18 EUR		I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
VIRULIROS, S.L.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	160.000,00 EUR		I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	67,00	67,00	67,00	67,00	NO AUDITADA
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	ALMERIA (ESPAÑA)	204.394,72 EUR		M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	NO AUDITADA

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A.: Asociada.  
(1) Porcentaje de titularidad directa de la sociedad que posee la participación.

## 2【主な資産・負債及び収支の内容】

連結財務書類注記を参照のこと。

## 3【その他】

### (1) 後発事象

2025年12月31日連結財務書類注記54を参照のこと。

### (2) 訴訟

2025年12月31日連結財務書類注記52を参照のこと。

## 4【日本の会計原則及び報告実務とIFRSとの相違】

下記に記載されている国際財務報告基準(以下、IFRS)と日本で一般に認められた会計原則(以下、日本の会計原則)との相違は、当社が採用しているIFRSと日本で適用されている日本の会計原則との相違を全て明示するものではない。従って、これらの会計原則の相違に起因する財務書類への影響は、下記に明示された相違のみに限られるものではない。更に当社は、当該相違を特定し、その金額を測定していないので、必要と思われる場合は、会計の専門家に相談することが推奨される。当社が採用しているIFRSと日本の会計原則との主な相違は下記に要約される。

### (a) 金融商品

IFRSでは、IFRS第9号で、公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブ(資産)は、原則公正価値で測定する必要があるが、公正価値が信頼性をもって測定できない場合に限り、取得原価による測定を認めている。但し、このようなケースは稀である。

一方で、日本の会計原則では、市場で売買されない株式については、時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券として取り扱う。取引慣行が成熟していない一部のウェザー・デリバティブ等で公正な評価額を算定することが極めて困難と認められるデリバティブ取引については、取得価格をもって貸借対照表価額とする。

### (b) 減損の戻入

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、過年度に減損処理を実施したのれん以外の資産について、報告期間ごとに過年度に認識した減損の兆候が存在しない、もしくは改善しているかを検討しなければならない。必要があれば過年度に計上した減損損失を、償却分を調整した当初の帳簿価額を上回らない範囲で戻入を行う。

日本の会計原則では、全ての資産について減損の戻入を行うことはできない。

### (c) 減損のレビュープロセス

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値(処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値)のうちいずれか高い金額となる。

日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きい場合回収不能であると判断された場合、資産の帳簿価額と割引後キャッシュ・フローの総額との差額を減損損失として認識する。

(d) 従業員給付

IFRSでは、IAS第19号(従業員給付)で、数理計算上の差異は、従前に設定した仮定条件の変更による差異及び実際に発生した結果と従前に設定した仮定条件の差から生じる差異から構成される。これらの差異は、資本項目に認識され、包括利益計算書に計上される。

日本の会計原則では、数理計算上の差異は、通常、平均残存勤務年数内の一定の期間にわたり償却され毎期の償却額は損益計算書上で認識される。

(e) 有給休暇引当金

IFRSでは、IAS第19号(従業員給付)で一定の条件が満たされた場合、将来の休暇に関する従業員の受給権に対して債務を認識することが要求される。

日本の会計原則では有給休暇引当金に関する会計処理については言及していない。

(f) のれん

IFRSでは、IFRS第3号(企業結合)及びIAS第36号(資産の減損)でのれんは償却せず減損の有無を毎年検討することが求められている。

日本の会計原則では、のれん及びその他の無形資産は、その効果が及ぶ期間又は契約期間等(20年以内)にわたって償却される。

(g) 売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業

IFRSでは、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)に基づき、(1)売却目的保有に分類される要件を満たす資産は、帳簿価額又は売却コスト控除後の公正価値のいずれか低い金額で測定し、当該資産の減価償却は中止する。(2)売却目的保有に分類される要件を満たす資産は、連結財政状態計算書において区分表示し、非継続事業の経営成績は、連結損益計算書において区分表示する。

日本の会計原則では、特に規定されていない。

(h) 研究開発費

IFRSでは、IAS第38号(無形資産)で、開発段階の支出は一定の要件に従い、資産計上される。

日本の会計原則では、研究開発費は原則として発生時に費用として処理される。

(i) 企業結合

IFRSでは、IFRS第3号(企業結合)で、条件付対価は取得日における公正価値にて測定され、当該公正価値は事後的に損益計算書での認識を通じて再測定される。非支配持分は取得企業の識別可能純資産の公正価値に対する比例持分相当額として測定し、のれんは取得企業の持分相当額についてのみ認識する方法、もしくは非支配持分も含めた取得企業全体を公正価値で測定し、のれんは非支配持分に帰属する部分も含めて認識する方法により、のれんを測定する。

日本の会計原則では、条件付取得対価として交付又は引渡しが確実となり、時価が合理的に決定可能となった時点で対価として認識し、のれんを修正する。修正は、暫定的な会計処理期間内に限られない。非支配株主持分についてののれんを認識することはできない。共通支配下の企業又は事業の企業結合において、資産及び負債は、当初の帳価額で認識され、測定される。

企業結合において想定される条件付負債は、過去の事象から生じる現在の義務であり、IAS第37号の蓋然性基準が満たされない場合であっても、その公正価値を信頼性をもって測定することができる場合には、識別可能な負債として認識される。日本の会計基準では、引当金の蓋然性基準が満たされている場合、条件付負債が負債として認識される

(j) 非支配持分

IFRSでは、IFRS第10号（連結財務諸表）で、非支配持分に関するすべての取引のうち、支配の変動がない場合には、その影響は資本に認識される。支配を喪失した場合は、企業が保持している残存持分は、公正価値で再測定され、その差額は損益として損益計算書上で認識される。

日本の会計原則では、処分の結果として、関連会社となる場合は持分法により評価される。関連会社にも該当しなくなる場合は親会社の個別財務諸表上の帳簿価額により評価する。

(k) ジョイント・オペレーション

IFRSでは、IFRS第11号（共同支配の取決め）で、共同支配の取決めのうち、共同支配事業（ジョイント・オペレーション）は、自らの資産、負債、収益及び費用並びに事者に共通して発生したそれらに対する持分相当額を認識する方法により会計処理される。

日本の会計原則では、共同支配投資企業は、共同支配事業に対する投資について、連結財務諸表上、持分法を適用する。また、ジョイント・ベンチャーとジョイント・オペレーションの会計上の取扱いについては区分されていない。

(l) 賦課金

IFRSでは、IFRIC第21号（賦課金）に従い、賦課金を支払う負債は、関連する法規制により定められた賦課金を支払う原因となる活動が生じた時点で認識する。もし、関連する法規制によって、支払の原因となる活動が一定期間にわたって生じる場合、賦課金を支払う負債は徐々に認識されることになる。

日本の会計原則では、賦課金について特に規定されていない。

(m) リース会計

IFRS（IFRS第16号）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・リースに分類することはないが、免除規定を選択した場合の短期リース、及び少額資産のリースを除き、使用权資産とリース負債を認識する。貸手は、リースをファイナンス・リース又はオペレーティング・リースに分類する。当該分類は、資産の所有に伴うリスクと経済価値が実質的に全て借手に移転しているかに基づいて行われ、契約の形式ではなく、取引の実質に基づいて判断される。

日本の会計原則では、解約不能かつフルペイアウトの要件を充足するリース取引をファイナンス・リース取引といい、以下のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リース取引と判定される。

）解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値が、見積現金購入価額の概ね90%以上

）解約不能のリース期間が、当該リース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上

(n) 法人所得税務処理に関する不確実性

IFRS（IFRIC第23号）に従い、法人所得税の税務処理上の不確実性について、以下の処理が求められる。税務当局が不確実な税務処理を受け入れる可能性が高いと企業が判断した場合、課税所得（税務上の欠損金）、税務基準額、税務上の繰越欠損金、未使用の税額控除又は税率を、法人所得税申告において使用した又は使用を予定している税務処理と整合的に決定しなければならない。

税務当局が不確実な税務処理を認める可能性が高くないと企業が判断した場合、不確実性の影響を、関連する課税所得（税務上の欠損金）、税務基準額、税務上の繰越欠損金、未使用の税額控除又は税率を決定する際に反映しなければならない。企業は、不確実な税務処理のそれぞれについて、不確実性の影響を、不確実性の解消結果をより適切に予測すると見込まれる方法に基づき、下記のいずれかの方法を用いることによって反映しなければならない。

)最頻値法 - 考え得る結果の範囲における最も可能性の高い単一の金額

)期待値 - 考え得る結果の範囲における確率加重平均額の合計額

一方、日本の会計原則では過年度の所得税についての法人税、住民税及び事業税等に係る追徴又は還付税額は、以下の場合には損益に計上することになっている。

)更正等により追徴される税額：追加で徴収される可能性が高く、当該追徴税額が合理的に見積ることができる場合

)更正又は追徴課税等に対する法的な異議申し立ての結果として還付される税額：還付される可能性が高く、かつ当該還付税額を合理的に見積もることができる場合

## 主な表示と区分の相違

### (o) 財政状態計算書

IFRS (IAS第1号「財務諸表の表示」)では、財政状態計算書の特定の雛形を定めていない。流動性表示がより適切で信頼ある情報を提供しない限り、資産及び負債は流動/固定により表示する。

日本の会計原則では、一般的な貸借対照表の雛形を定めている。IFRSに比べ貸借対照表の見出しは、より詳細に記載することが求められている。公開会社は特定の開示規定に準拠しなければならない。

### (p) 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」)では、標準的な雛形を定めていないが、費用は2つの雛形(機能別もしくは性質別)から選択する。損益計算書には最低限の項目を表示することが求められる。

IFRSでは損益項目と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。

- ・ 1 計算書方式(小計を使用)
- ・ 2 計算書方式

日本の会計原則では、3つの利益区分の表示が要求される。それは、営業利益、経常利益、純利益である。通常、性質別に表示される。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に表示することが要求されている。

### (q) 例外的(重要)項目

IFRS (IAS第1号「財務諸表の表示」)では、例外的項目の用語を用いず、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、企業の業績をより明らかにするために説明が求められるべき項目については別個に開示する。

日本の会計原則では、例外的項目は、損益計算書の「特別損益」の区分で別個に表示される。

## 第7 【外国為替相場の推移】

### 1 【最近5年間の事業年度別為替相場の推移】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

### 2 【最近6月間の月別最高・最低為替相場】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

### 3 【最近日の為替相場】

企業内容等の開示に関する内閣府令第8号様式の記載上の注意に従い記載を省略する。

## 第8 【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。本株式の所有者は下記を参照のこと。

### 1 日本における株式事務等の概要

#### (A) 本株式の株式事務

株式を取得する者(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約款により、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、証券の保管およびその他本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、株式に関する事務手順の概要である。

#### (a) 証券の保管

株式は、窓口証券会社のためにスペインにおける保管機関(以下「スペイン保管機関」という。)またはその名義人の名義で登録される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

#### (b) 本株式の譲渡に関する手続

実質株主は、その持株の保管替えまた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、円貨また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。

#### (c) 実質株主に対する諸通知

エンデサが株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、実質株主の閲覧に供される。実質株主がかかる通知および通信の送付を希望する場合は、窓口証券会社は、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。

#### (B) 株主に対する特典

なし

#### (C) 本株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

(D) その他の株式事務に関する事項

- (a) 事業年度の終了 ..... エンデサの事業年度は毎年12月31日に終了する。
- (b) 定時株主総会 ..... 当社の年次株主総会は、各事業年度初めの6か月以内の当社の取締役会が定める日にマドリッドで開催されなければならない。
- (c) 実質株主明細表の基準日 ... エンデサは配当の支払または新株引受権の付与のための基準日を定めることができる。かかる配当または新株引受権を受領する資格を有する実質株主を決定するための基準日は、通常当該基準日と同一の暦日となる。
- (d) 株券の種類 ..... 額面普通株式
- (e) 株券に関する手数料 ..... 実質株主は、窓口証券会社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口座管理料を支払うほか、必要に応じて実費を支払う。
- (f) 公告 ..... 日本において公告を行わない。

2 日本における実質株主の権利行使に関する手続

(A) 株主名簿管理人および名義書換取扱場所

日本には株式に関するエンデサの株主名簿管理人または名義書換取扱場所はない。

(B) 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、スペイン保管機関またはその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、スペイン保管機関またはその名義人は議決権を行使しない。

(C) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、配当金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(D) 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、実質株主が特に要請した場合を除き、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

資本組入れにより発行される株式は、スペイン保管機関またはその名義人に対して交付される。実質株主については、窓口証券会社の法定帳簿上に所有者として記載され、実質株主には窓口証券会社から取引残高報告書が交付される。

(E) 新株引受権

株式について新株引受権が与えられた場合は、新株引受権は、原則として、窓口証券会社を代理するスペイン保管機関によりスペインで売却され、その純手取金は、窓口証券会社がスペイン保管機関またはその名義人から一括受領し、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

(F) 本邦における課税

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。ただし、課税上の取扱いが変更され、また当該実質株主の具体的事情により異なった取扱いがなされることがある。個別の課税上の取扱いについては各人の税務顧問に相談すべきである。

(a) 配 当

日本の居住者たる個人が支払を受ける配当金については、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、20% (所得税15%、住民税5%)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収が行われる。

これに加えて、東日本大震災に関する復興財源を確保するため復興特別所得税が適用され、2026年12月31日までに支払われる配当については、所得税の額に2.1%の税率、2047年12月31日までに支払われる配当については、所得税の額に1.1%の税率がそれぞれ適用される。

これに加えて、当分の間、防衛力強化を行うための安定的な財源基盤の確保のため防衛特別所得税が適用され、2027年1月1日以降に支払われる配当については、所得税の額に1%の税率が適用される。したがって、2026年12月31日までに支払われる配当については、所得税、住民税および復興特別所得税の20.315%の税率が適用され、2027年1月1日以降に支払われる配当については、所得税、住民税、復興特別所得税および防衛特別所得税の20.315%の税率が適用される。

かかる配当に関しては、適用ある法令に従い、原則として総合課税の対象となるが、日本の居住者たる個人株主は、適用ある法令に従い、上場株式等の配当に関する課税を源泉徴収のみで完了させ、確定申告をしないことを選択することができる。

確定申告を選択する場合には、申告分離課税を選択することも可能である。

なお、源泉徴収のみで課税関係を終了させない場合、スペインにおいて源泉徴収された所得税額がある場合には、外国税額控除が利用できる場合がある。

内国法人が支払を受ける配当金については、益金として法人税の課税所得に算入されるほか、スペインにおいて当該配当の支払の際に源泉徴収された所得税があるときは、当該配当額から源泉徴収された所得税を控除した金額に対して、15% (所得税)の税率が適用され、国内の支払者によって、原則として源泉徴収が行われる。

これに加えて、復興特別所得税が適用され、2026年12月31日までに支払われる配当については、所得税の額に2.1%の税率、2047年12月31日までに支払われる配当については、所得税の額に1.1%の税率がそれぞれ適用される。

これに加えて、当分の間、防衛特別所得税が適用され、2027年1月1日以降に支払われる配当については、所得税の額に1%の税率が適用される。したがって、2026年12月31日までに支払われる配当については、所得税および復興特別所得税の15.315%の税率が適用され、2027年1月1日以降に支払われる配当については、所得税、復興特別所得税および防衛特別所得税の15.315%の税率が適用される。

なお、スペインにおいて源泉徴収された所得税額については、外国税額控除が利用できる場合があり、また、日本において課せられた上記源泉徴収税額は、適用ある法令に従い、所得税額控除の対象とすることができる。

(b) 売却損益

日本の居住者たる個人株主において、当社株式に係る売却損益は、申告分離課税により確定申告を行う必要がある。譲渡所得の算定にあたっては、他の上場株式等の譲渡損益と相殺することができる。当該相殺後の譲渡益は、20% (所得税15%、住民税5%) の税率で課税されるが、これに加えて、復興特別所得税が適用され、2026年12月31日までに生じた譲渡益については、所得税の額に2.1%の税率、2027年12月31日までに生じた譲渡益については、所得税の額に1.1%の税率がそれぞれ適用される。これに加えて、当分の間、防衛特別所得税が適用され、2027年1月1日以降に生じた譲渡益については、所得税の額に1%の税率が適用される。したがって、2026年12月31日までに生じた譲渡益については、所得税、住民税および復興特別所得税の20.315%の税率が適用され、2027年1月1日以降に生じた譲渡益については、所得税、住民税、復興特別所得税および防衛特別所得税の20.315%の税率が適用される。一方で、当該相殺後の譲渡損失は、一定の要件を満たす場合には、各年分の上場株式等に係る配当所得(申告分離課税を選択したものに限る。)と損益通算を行うことができる。なおも譲渡損失が上回る場合には、3年間繰越することができる。

法人株主の場合には、原則として、益金として通常の法人税率により課税がなされる。

これに加えて、防衛力強化を行うための安定的な財源基盤の確保のため防衛特別法人税が適用され、2026年4月1日以後に開始する各事業年度においては、法人株主の各課税事業年度の課税標準法人税額に4%の税率が適用される。

(c) 相続税

日本国の居住者またはその他法定の要件に該当する者が株式を相続またはその遺贈を受けた場合には、日本国の相続税の対象となる。

この場合、同時にスペインの相続税の対象となることがあるが、スペインで徴収された当該相続税については、日本国の相続税法の下で外国税額控除が受けられる場合がある。

スペインにおける課税上の取扱いについては、上記「第1 本国における法制等の概要 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】

ENELは、ENELによって完全所有されるEIを通して、ENDESA, S.A.が発行する株式の71.2%を保有する。ENELは、イタリア法に基づいて設立された、イタリア ローマ市 00198、ピアーレ レジーナ マルゲリータ 137に住所がある、イタリアの電力会社である。なお、ENELおよびEIは、金融商品取引法第24条の7第1項に定義される「親会社等」には該当しない。

上記「第5 提出会社の状況 1 株式等の状況 (5) 大株主の状況」を参照のこと。

### 2 【その他の参考情報】

以下の書類が、2025年1月1日から本有価証券報告書提出日までに提出された。

- (1) 有価証券報告書およびその添付書類(2024年1月1日から2024年12月31日までの事業年度)を2025年6月25日に関東財務局長に提出。
- (2) 半期報告書およびその添付書類(2025年1月1日から2025年6月30日までの6か月間)を2025年9月26日に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】

該当事項なし

Endesa, S.A.取締役会

## 独立監査人の同意書

(原文から日本語に翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにEndesa, S.A.及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務書類及び英語翻訳に係る私たちの2025年2月25日付けの監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式8）の一部に使用されることに同意します。

KPMG Auditores, S.L.

エスティバレス ビルバオ  
2025年6月13日

[次へ](#)

## 連結年次財務書類に関する独立監査人の報告書

(スペイン語原文からの翻訳版。相違がある場合は、スペイン語版が優先される。)

エンデサS.A.の株主各位

### 連結財務諸表に関する報告書

#### 監査意見

当監査法人は、エンデサS.A.(以下、「親会社」という)及びその子会社(以下、総称して「グループ」という)の2024年12月31日現在の連結財政状態計算書、及び同日に終了した年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、連結注記から成る連結財務諸表について監査を行った。

当監査法人は、添付の連結財務諸表が、欧州連合が採択した国際財務報告基準(以下、「IFRS-EU」という)及びスペインにおいて適用される財務報告に係る他の規定に準拠して、2024年12月31日現在のグループの連結株主持分及び連結財政状態、並びに同日をもって終了する連結会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを、すべての重要な点において適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、スペインの会計監査を規定する現行法令に従って監査を実施した。当該基準に基づく当監査法人の責任は、本報告書の「連結財務諸表監査における監査人の責任」の項に詳細に記載されている。

当監査法人は、スペインの会計監査を規制する法令に準拠した連結財務諸表監査に関する独立性その他の職業倫理要件に従って、グループから独立している。当監査法人は非監査サービスを提供しておらず、また、上記法令の下で、求められる独立性を損なわれるようないかなる状況又は環境も生じていない。

当監査法人は、監査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、当期の連結財務諸表の監査において、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諸表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ついて個別に意見を表明するものではない。

### 収益認識、供給済み未請求のエネルギー

連結財務諸表の注記3.2.o.1及び32を参照のこと。

監査上の主要な検討事項	監査における対応
<p>エネルギー供給業務を行うグループの事業は、最終検針日から事業年度末までの期間における最終消費者へのエネルギー供給の未請求分を見積らなければならない。2024年12月31日現在、グループがまだ請求していない電力及びガスの売上高は、各々1,400百万ユーロ及び376百万ユーロである。</p> <p>未請求のエネルギー供給量は、内部情報及び外部情報に基づいて算出される。収益は、製品の種類及び顧客ごとに、請求予定の推定消費量に契約価格を乗じて算出される。</p> <p>未請求のエネルギー供給量を算定するには、エンデサS.A.の経営者による見積りを使用して、計算において基準、判断、仮定を適用する必要があるため、未請求のエネルギー供給の収益認識は監査上の主要な検討事項であると判断した。</p>	<p>当監査法人の監査手続には以下が含まれる。</p> <p>未請求のエネルギー供給量の推定に関する主要な統制の設計及び実施状況を分析する。</p> <p>入手可能な社内外の情報をクロスチェックすることにより、グループが使用した手法を評価・理解し、考慮した主な前提条件とデータを分析する。実証手続を実施することにより、未請求金額の合理性を分析する。</p> <p>エネルギー供給実績データを用いて前年度報告日に実施した見積りと比較し(遡及分析)、得られた結果を評価する。</p> <p>連結財務諸表における開示が、適用される財務報告の枠組みの要求事項を満たしているかどうか評価する。</p>

**投資戦略の変更**

連結財務諸表の注記15.1、16.1、13及び7.1を参照のこと。

監査上の主要な検討事項	監査における対応
<p>2024年11月15日、エンデサS.A.の取締役会はグループの2025-2027年産業計画を承認した。この計画は、想定される新エネルギーシナリオ及び現在進行中のプロジェクトの管理状況を考慮し、リスク・リターン・プロファイルの最適化を中心としたビジネスモデルに基づいており、それにより、特に将来の投資計画は新エネルギーシナリオに適応したものとなっている。その結果、同計画では、再生可能エネルギー発電への投資構成を前計画から再調整し、より付加価値の高い資産に重点を置き、太陽エネルギー資産やプロジェクトへのエクスポージャーの削減を検討している。</p> <p>連結財務諸表の注記15.1、16.1、13及び7.1に記載のとおり、2024年度に連結損益計算書への以下の影響が認識された: 進行中の複数のプロジェクトに対応する非金融資産の減損損失124百万ユーロ、保証の履行リスクに関連する費用32百万ユーロ、様々な契約の解約に伴う費用26百万ユーロ、及び前述のプロジェクトのマイルストーン達成に関連する負債の取崩し9百万ユーロ。</p> <p>これらの事項が監査に与える影響とその重要性を考慮し、監査上の主要な検討事項であると判断した。</p>	<p>当監査法人の監査手続には以下が含まれる。</p> <p>現在進行中のプロジェクトの収益性と実行可能性を特定し、決定するためにグループが従っているプロセスを理解し、使用した基準と主な前提条件を評価する。</p> <p>進行中のプロジェクトについて、その完成段階やまだ達成されていないマイルストーンなど、詳細を入手する。</p> <p>減損の対象となるプロジェクトのサンプルに対して詳細テストを実施し、裏付資料はグループが定義した基準を満たしているか外部情報源及び内部情報源から評価する。</p> <p>減損していないプロジェクトのサンプルに対して詳細テストを実施し、グループが定義した基準に従っているか評価する。</p> <p>連結財務諸表における開示が、財務報告の枠組みにおける要求事項を満たしているかどうかを評価する。</p>

## その他の記載内容:連結経営報告書

---

その他の記載内容は、親会社の取締役が作成に責任を負う2024年度連結経営報告書のみから成るが、これは連結財務諸表の不可欠な一部を成すものではない。

連結財務諸表に対する当監査法人の監査意見は、連結経営報告書を包含するものではない。連結経営報告書に記載されている情報に関する当監査法人の責任は、会計監査を規定する法令に以下のように規定されている。

- a) スペイン監査法の定めにより、連結非財務情報報告書、並びに年次コーポレート・ガバナンス報告書及び取締役報酬年次報告書に含まれる特定の情報が、適用される法令に定められている方法で提供されているかどうかを単独で判断する。適用される法令に定められている方法で作成されていない場合は、当該事項について報告を行う。
- b) 前述の連結財務諸表監査を通じて入手したグループに関する知識に基づき、連結経営報告書に記載されているその他の情報と連結財務諸表との整合性を評価し、報告する。また、連結経営報告書の当該部分の内容及び表示が、適用される法令に準拠しているかどうかを評価し、報告する。実施した作業に基づき、当監査法人が重要な虚偽表示があると結論付けている場合には、その虚偽表示について報告が求められる。

当監査法人は、上記の実施した作業に基づいて、上記a)に記載した情報が適用される法令に定める方法により提供されていること、連結経営報告書に記載されているその他の情報が2024年度の連結財務諸表に開示されている情報と整合していること、並びに同報告書の内容及び表示が適用される法令に準拠していることを確認した。

## 連結財務諸表に関する取締役及び監査・コンプライアンス委員会の責任

---

親会社の取締役は、連結財務諸表がIFRS-EU及びスペインにおいてグループに適用される財務報告の枠組みのその他の規定に従って、グループの連結株主持分、連結財政状態及び連結財務成績を真実かつ公正に表示するように添付の連結財務諸表を作成することに責任を負う。また、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成するために必要と判断される内部統制を整備することに責任を負う。

連結財務諸表の作成にあたり、親会社の取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、継続企業に関連する事項を適宜開示し、取締役がグループを清算する若しくは業務を停止する意図を有している場合、又はそれ以外に現実的な代替案がない場合を除き、継続企業を前提とした会計処理を適用する責任を有する。

親会社の監査・コンプライアンス委員会は、連結財務諸表の作成及び表示を監督する責任を負う。

## 連結財務諸表監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務諸表全体が、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。合理的な保証は高いレベルの保証ではあるが、スペインの会計監査を規定する現行法令に従って実施された監査が、重要な虚偽表示が存在する場合に必ず発見できるという保証ではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この連結財務諸表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。

スペインの会計監査を規定する現行法令に従った監査の一環として、当監査法人は監査全体を通じて職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。また、当監査法人は、

- 不正か誤謬かにかかわらず、連結財務諸表の重要な虚偽表示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及び実行し、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、故意の脱漏、虚偽表示又は内部統制の無効化が関与する可能性があるため、不正による重要な虚偽記載を検知できないリスクは、誤謬による重要な虚偽記載を検知できないリスクよりも高い。
- 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した内部統制を理解するが、これはグループの内部統制の有効性について意見を表明することを目的とするものではない。
- 採用された会計方針の適切性、並びに親会社の取締役による会計上の見積り及び関連する開示の妥当性を評価する。
- 親会社の取締役による継続企業を前提とした会計基準の適用の適切性について判断を下し、また入手した監査証拠に基づいて、グループが継続企業として存続する能力に重要な疑義が生じる可能性のある事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかについて判断を下す。重要な不確実性が認められる場合、監査報告書において連結財務諸表中の関連開示項目に対する注意を喚起すること、又は、そのような開示が不十分である場合には、意見を修正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。しかし、将来の事象又は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はある。
- 開示を含む連結財務諸表の全体的な表示、構成及び内容、並びに連結財務諸表がその基礎となる取引及び事象を真実かつ公正に示せるように表示しているかどうかを評価する。
- 連結財務諸表に対する意見を形成するための基礎として、グループの事業体または事業単位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ために、グループの監査を計画し実施する。当監査法人は、グループ監査のために実施される作業の指示、監督及びレビューに責任を有する。当監査法人は、監査意見について単独で責任を負う。

当監査法人は、特に計画した監査の範囲及びその実施時期並びに、監査中に特定した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項に関して、親会社の監査・コンプライアンス委員会に伝達する。

また、親会社の監査・コンプライアンス委員会に対して、独立性に関する倫理的要件を遵守したこと、並びに独立性に影響を及ぼすと合理的に考えられるすべての事項、及び該当する場合には、その脅威を除去又は軽減するために講じたセーフガードについて報告を行う。

当監査法人は、親会社の監査・コンプライアンス委員会に報告された事項のうち、当期の連結財務諸表の監査上最も重要な事項であり、それゆえに監査上の主要な検討事項となるものを決定する。

法規制により当該事項の公表が禁じられている場合を除き、当監査法人はこれらの事項を監査報告書に記載する。

## その他の法規制要件に関する報告

### 欧州単一電子フォーマット

当監査法人は、エンデサS.A.及びその子会社の欧州単一電子フォーマット(ESEF)による2024年度のデジタルファイル(上記年度の連結財務諸表を含むXHTMLファイル、及び年次財務報告書の一部を構成する親会社のタグ付きXBRLファイル)を査閲した。

エンデサS.A.の取締役は、2018年12月17日付け欧州委員会委任規則第2019/815号(以下、「ESEF規制」という)に規定されているフォーマット及びマークアップの要件に準拠した2024年度の年次財務報告書の表示に責任を負う。なお、年次コーポレート・ガバナンス報告書及び取締役報酬に係る年次報告書については、連結経営者報告書に参考として記載されている。

当監査法人の責任は、スペインの会計監査を規定する現行法令に従い、親会社の取締役によって作成されたデジタルファイルを査閲することにある。当該法令は、当監査法人に、上記デジタルファイルに含まれる連結財務諸表の内容が当監査法人の監査した連結財務諸表と完全に一致しているかどうか、また、連結財務諸表及び上記ファイルが全ての重要な点においてESEF規制の要件に準拠してフォーマット及びマークアップが整えられ作成されているかどうかを判断するための監査手続を計画し実施することを求めている。

当監査法人は、査閲したデジタルファイルが監査した連結財務諸表と完全に一致しており、すべての重要な点においてESEF規則の要求事項に準拠して表示及びマークアップされているものと認める。

### 親会社の監査・コンプライアンス委員会への追加報告書

本報告書において表明された意見は、2025年2月25日付けの親会社の監査・コンプライアンス委員会への当監査法人の追加報告書と整合している。

### 契約期間

当監査法人は、2022年4月29日開催の定時株主総会で、2023年12月31日に終了した年度からの3年間(当該年度を含む)を任期として、グループの監査人として指名された。

それ以前には、株主総会の総意により3年間の任期で選任され、2020年12月31日に終了した年度から財務諸表を監査してきた。

KPMG Auditores, S.L.

スペイン公認監査人登録(ROAC)番号 S0702

(スペイン語の原文に署名)

Estíbaliz Bilbao Belda

スペイン公認監査人登録(ROAC)番号 16,109

2025年2月25日

[次へ](#)

To Endesa, S.A.'s Board of Directors

INDEPENDENT AUDITOR'S FIRM AUTHORISATION

(translation from original in Japanese)

We, as independent auditors, authorize our audit report dated February 25, 2025 on ENDESA, S.A. and Subsidiaries (ENDESA Group) consolidated financial statements and the translation to English to be used in this Quoted Companies Report (model 8) submitted to the Japanese Ministry of Economy.

KPMG Auditores, S.L.

Estfbaliz Bilbao

June 13, 2025

[前へ](#)

[次へ](#)

# Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas emitido por un Auditor Independiente

A los accionistas de Endesa, S.A.

## INFORME SOBRE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

### Opinión

---

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Endesa, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2024, el estado del resultado, el estado de otro resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2024, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

### Fundamento de la opinión

---

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España, según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

## Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

<b>Reconocimiento de ingresos. Energía suministrada pendiente de facturar</b> Véase Nota 3.2.o.1 y 32 de las cuentas anuales consolidadas	
<i>Cuestión clave de la auditoría</i>	<i>Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría</i>
<p>Los negocios del Grupo que realizan actividades de comercialización de energía deben efectuar estimaciones de los suministros de energía pendientes de facturar a sus clientes finales correspondientes al periodo comprendido entre la última medición de los contadores y el cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2024 el importe de las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar por el Grupo ascienden a 1.400 millones de euros y 376 millones de euros, respectivamente.</p> <p>La cantidad de energía suministrada no facturada se estima a partir de información tanto interna como externa. Los ingresos se calculan multiplicando el volumen de consumo de energía estimado pendiente de facturar por el precio contratado por tipo de producto y cliente.</p> <p>La determinación de la energía suministrada pendiente de facturar requiere la realización de estimaciones por parte de la Dirección de la Sociedad con la aplicación de criterios, juicios e hipótesis en sus cálculos, por lo que el reconocimiento de ingresos por la energía suministrada no facturada se ha considerado una cuestión clave de auditoría.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Análisis del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el proceso de estimación de la energía suministrada pendiente de facturar.</li> <li>- Evaluación y entendimiento de la metodología empleada por el Grupo y análisis de las principales hipótesis y datos considerados, mediante el contraste de información interna y externa disponible. Análisis de la razonabilidad del importe pendiente de facturar mediante la realización de procedimientos sustantivos.</li> <li>- Comparación de las estimaciones efectuadas al cierre del ejercicio anterior con los datos reales de suministro de energía (análisis retrospectivo), y evaluación de los resultados obtenidos.</li> <li>- Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.</li> </ul>

**Deterioro asociado al cambio en la estrategia del perfil de inversiones**  
 Véanse Notas 15.1, 16.1, 13 y 7.1 de las cuentas anuales consolidadas

<i>Cuestión clave de la auditoría</i>	<i>Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría</i>
<p>Con fecha 15 de noviembre de 2024 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. aprobó el Plan Industrial del Grupo 2025-2027. Dicho Plan tiene en consideración el nuevo escenario energético previsto, así como la actual situación administrativa de los proyectos en curso y se basa en un modelo de negocio basado en la optimización del perfil de riesgo-rentabilidad, adaptando, entre otras cosas, el plan de las inversiones futuras al nuevo contexto energético. Como consecuencia, se contempla el reajuste de la composición de las inversiones de generación renovable respecto al plan anterior, centrándose en activos de mayor valor añadido y reduciendo la exposición a los activos y proyectos de energía solar. Tal y como se menciona en las notas 15.1, 16.1, 13 y 7.1 de la memoria consolidada adjunta, en el ejercicio 2024 se han registrado los siguientes impactos en la cuenta de resultados consolidada: un gasto por deterioro de activos no financieros correspondientes a varios proyectos en desarrollo por importe de 124 millones de euros, un gasto asociado al riesgo de la ejecución de avales por 32 millones de euros, un gasto por cancelación de diversos contratos por 26 millones de euros y la reversión de pasivos asociados a la consecución de hitos en los mencionados proyectos por importe de 9 millones de euros. Dada la relevancia de las implicaciones de estos hechos y su significatividad en la auditoría, se ha considerado una cuestión clave de nuestra auditoría.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entendimiento del proceso seguido por el Grupo en el contexto actual para identificar y determinar la rentabilidad y viabilidad de los proyectos en curso, así como la evaluación de los criterios y principales hipótesis utilizados.</li> <li>• Obtención del detalle de los proyectos en curso con su correspondiente estado de desarrollo e hitos pendientes de consecución.</li> <li>• Realización de pruebas de detalle sobre una muestra de los proyectos objeto de deterioro, verificando a través de fuentes externas e internas que la documentación soporte cumple con los criterios establecidos por el Grupo.</li> <li>• Realización de pruebas de detalle sobre una muestra de los proyectos que no han sido objeto de deterioro para evaluar el cumplimiento de los criterios establecidos por el Grupo.</li> <li>• Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera.</li> </ul>

**Otra información: Informe de gestión consolidado**

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2024, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado, de conformidad con lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, consiste en:

- a) Comprobar únicamente que el estado de la información no financiera consolidado, determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual de Remuneraciones de los Consejeros, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y en caso contrario, a informar sobre ello.
- b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2024 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

## Responsabilidad de los administradores y del Comité de Auditoría y Cumplimiento en relación con las cuentas anuales consolidadas

---

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los citados administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

## Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

---

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.
- Planificamos y ejecutamos la auditoría del Grupo para obtener evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o de las unidades de negocio del Grupo como base para la formación de una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo realizado para los fines de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética relativos a independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las medidas de salvaguarda adoptadas para eliminar o reducir la amenaza.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

## INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

### Formato electrónico único europeo

---

Hemos examinado los archivos digitales del formato electrónico único europeo (FEUE) de Endesa, S.A. y sociedades dependientes del ejercicio 2024 que comprenden el archivo XHTML en el que se incluyen las cuentas anuales consolidadas del ejercicio y los ficheros XBRL con el etiquetado realizado por la sociedad, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Endesa, S.A. son responsables de presentar el informe financiero anual del ejercicio 2024 de conformidad con los requerimientos de formato y marcado establecidos en el Reglamento Delegado UE 2019/815, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión Europea (en adelante Reglamento FEUE). A este respecto, han incorporado el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros por referencia en el informe de gestión consolidado.

Nuestra responsabilidad consiste en examinar los archivos digitales preparados por los administradores de la sociedad dominante, de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas en vigor en España. Dicha normativa exige que planifiquemos y ejecutemos nuestros procedimientos de auditoría con el fin de comprobar si el contenido de las cuentas anuales consolidadas incluidas en los citados archivos digitales se corresponde íntegramente con el de las cuentas anuales consolidadas que hemos auditado, y si el formato y marcado de las mismas y de los archivos antes referidos se ha realizado en todos los aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

En nuestra opinión, los archivos digitales examinados se corresponden íntegramente con las cuentas anuales consolidadas auditadas, y éstas se presentan y han sido marcadas, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

## Informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante

---

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante de fecha 25 de febrero de 2025.

## Periodo de contratación

---

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2022 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, incluido.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General de Accionistas para el periodo de 3 años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

KPMG Auditores, S.L.  
Inscrito en el R.O.A.C nº S0702

Estíbaliz Bilbao Belda  
Inscrito en el R.O.A.C. nº 16.109  
25 de febrero de 2025

[前へ](#)

Endesa, S.A.取締役会

独立監査人の同意書

(原文から日本語に翻訳)

私たちは、独立した職業会計士としてここにEndesa, S.A.及びその子会社（エンデサ・グループ）の連結財務書類及び英語翻訳に係る私たちの2026年2月20日付けの監査報告書が、日本の財務省へ提出される本有価証券報告書（様式8）の一部に使用されることに同意します。

KPMG Auditores, S.L.

フアン・イグナシオ・フェルナンデス・ペレス

2026年6月4日

[次へ](#)

## 連結財務諸表に関する独立監査人の監査報告書

(スペイン語原文からの翻訳版。相違がある場合は、スペイン語版が優先される。)

エンデサS.A.の株主各位

### 連結財務諸表に関する報告書

#### 監査意見

当監査法人は、エンデサS.A.（以下、「親会社」という）及びその子会社（以下、総称して「グループ」という）の2025年12月31日現在の連結財政状態計算書、及び同日に終了した年度の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、連結注記から成る連結財務諸表について監査を行った。

当監査法人は、添付の連結財務諸表が、欧州連合が採択した国際財務報告基準（以下、「IFRS-EU」という）及びスペインにおいて適用される財務報告に係る他の規定に準拠して、2025年12月31日現在のグループの連結株主持分及び連結財政状態、並びに同日をもって終了する連結会計年度の連結経営成績及び連結キャッシュ・フローを、すべての重要な点において適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、スペインの会計監査を規定する現行法令に従って監査を実施した。当該基準に基づく当監査法人の責任は、本報告書の「連結財務諸表監査における監査人の責任」の項に詳細に記載されている。

当監査法人は、スペインの会計監査を規制する法令に準拠した連結財務諸表監査に関する独立性その他の職業倫理要件に従って、グループから独立している。当監査法人は非監査サービスを提供しておらず、また、上記法令の下で、求められる独立性を損なわれるようないかなる状況又は環境も生じていない。

当監査法人は、監査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、当期の連結財務諸表の監査において、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諸表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ついて個別に意見を表明するものではない。

### 収益認識、供給済み未請求のエネルギー 連結財務諸表注記3.1、3.2.ñ.1、33参照。

監査上の主要な検討事項	監査における対応
<p>エネルギー供給業務を行うグループの事業は、最終検針日から事業年度末までの期間における最終消費者へのエネルギー供給の未請求分を見積らなければならない。2025年12月31日現在、グループがまだ請求していない電力及びガスの売上高は、各々1,267百万ユーロ及び264百万ユーロである。</p> <p>未請求のエネルギー供給量は、内部情報及び外部情報に基づいて算出される。</p> <p>収益は、製品の種類及び顧客ごとに、請求予定の推定消費量に契約価格を乗じて算出される。</p> <p>供給済み未請求を算定するには、グループの経営陣による見積りを使用して、計算において基準、判断、仮定を適用する必要があるため、供給済み未請求のエネルギーの収益の認識は、監査上の主要な検討事項とした。</p>	<p>当監査法人の監査手続には以下が含まれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 未請求のエネルギー供給量の推定に関する主要な統制の設計及び実施状況を分析する。</li> <li>・ 入手可能な社内外の情報をクロスチェックすることにより、グループが使用した手法を評価・理解し、考慮した主な仮定とデータを分析する。実証手続を実施することにより、未請求金額の合理性を分析する。</li> <li>・ 実際のエネルギー供給データを用いて前回の報告日に実施した推定値を比較し（遡及分析）、得られた結果を評価する。</li> <li>・ 連結財務諸表における開示が、適用される財務報告の枠組みの要求事項を満たしているかどうか評価する。</li> </ul>

企業結合 - Corporación Acciona Hidráulica, S.L.U. の取得

連結財務諸表注記3.2.a.2、8、25参照。

監査上の主要な検討事項	監査における対応
<p>連結財務諸表注記8に記載のとおり、当グループは2025年2月26日、第三者から水力発電事業に関連する資産及び負債を取得した。本取引には、総設備容量626MWの水力発電所34か所が含まれており、取得対価は961百万ユーロである。企業結合費用を取得した識別可能な資産及び負債の公正価値に配分した結果、125百万ユーロの確定のれんが認識された。</p> <p>企業結合で取得した資産及び負債の公正価値を決定するためには、割引キャッシュ・フロー法を適用する際の判断、見積り及び仮定の使用が必要となる。</p> <p>従って、我々はこの取引を監査上の主要な検討事項と考えている。</p>	<p>当監査法人の監査手続には以下が含まれる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 取得契約書のレビューや取得日及び支払対価の確認を含め、取得した資産及び負債の識別・計上に関してグループが採用したプロセスの妥当性を評価する。</li> <li>・ 取得した事業の取得日における貸借対照表をレビューし、連結グループにおいて正しく会計処理されていることを確認する。</li> <li>・ 当グループが契約した独立した専門家が作成した評価報告書を調達、熟読及び分析し、専門家の独立性及び専門的能力を評価する。</li> <li>・ 公正価値を決定するために使用された手法及び主な仮定を評価する（当社の評価専門家が関与）。</li> <li>・ 取引に関する連結財務諸表上の開示が、当グループに適用される財務報告の枠組みの要件を満たしているかどうか評価する。</li> </ul>

## その他の記載内容：連結経営報告書

その他の記載内容は、親会社の取締役が作成責任を負う2025年度連結経営報告書のみで構成されており、当該報告書は連結財務諸表の不可欠な一部を構成するものではない。

連結財務諸表に対する当監査法人の監査意見は、連結経営報告書を包含するものではない。連結経営報告書に記載されている情報に関する当監査法人の責任は、会計監査を規定する法令に以下のように規定されている。

- a) スペイン監査法の定めにより、連結非財務情報報告書並びに年次コーポレート・ガバナンス報告書及び取締役報酬年次報告書に含まれる特定の情報が、適用される法令で定められている方法で提供されているかどうかを単独で判断する。適用される法令で定められている方法で作成されていない場合は、当該事項について報告を行う。
- b) 前述の連結財務諸表監査を通じて入手したグループに関する知識に基づき、連結経営報告書に記載されているその他の情報と連結財務諸表との整合性を評価し、報告する。また、連結経営報告書の当該部分の内容及び表示が、適用される法令に準拠しているかどうかを評価し、報告する。実施した作業に基づき、当監査法人が重要な虚偽表示があると結論付けている場合には、その虚偽表示について報告が求められる。

当監査法人は、上記の実施した作業に基づいて、上記a)に記載した情報が適用される法令に定める方法により提供されていること、連結経営報告書に記載されているその他の情報が2025年度の連結財務諸表に開示されている情報と整合していること、並びに同報告書の内容及び表示が適用される法令に準拠していることを確認した。

## 連結財務諸表に関する取締役及び監査・コンプライアンス委員会の責任

親会社の取締役は、連結財務諸表がIFRS-EU及びスペインにおいてグループに適用される財務報告の枠組みのその他の規定に従って、グループの連結株主持分、連結財政状態及び連結財務成績を真実かつ公正に表示するように添付の連結財務諸表を作成することに責任を負う。また、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成するために必要と判断される内部統制を整備することに責任を負う。

連結財務諸表の作成にあたり、親会社の取締役は、グループが継続企業として存続する能力を評価し、継続企業に関連する事項を適宜開示し、取締役がグループを清算する若しくは業務を停止する意図を有している場合、又はそれ以外に現実的な代替案がない場合を除き、継続企業を前提として作成する責任を有する。

親会社の監査・コンプライアンス委員会は、連結財務諸表の作成及び表示を監督する責任を負う。

## 連結財務諸表監査における監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務諸表全体が、不正か誤謬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。

合理的な保証は高いレベルの保証ではあるが、スペインの会計監査を規定する現行法令に従って実施された監査が、重要な虚偽表示が存在する場合に必ず発見できるという保証ではない。虚偽表示は、不正又は誤謬から生じる可能性があり、個別又は全体として、この連結財務諸表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。

スペインの会計監査を規定する現行法令に従った監査の一環として、当監査法人は監査全体を通じて職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。私たちはまた、

- ・ 不正か誤謬にかかわらず、連結財務諸表の重要な虚偽表示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及び実行し、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、故意の脱漏、虚偽表示又は内部統制の無効化が関与する可能性があるため、不正による重要な虚偽記載を検知できないリスクは、誤謬による重要な虚偽記載を検知できないリスクよりも高い。
- ・ 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した内部統制に対する理解を行うが、これは当社グループの内部統制の有効性について意見を表明することを目的とするものではない。
- ・ 採用された会計方針の適切性、並びに親会社の取締役による会計上の見積り及び関連する開示の妥当性を評価する。
- ・ 親会社の取締役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、グループが継続企業として存続できるか重要な疑義が生じる可能性がある事象又は状況に関して重要な不確実性が存在するか結論付ける。重要な不確実性が認められる場合、監査報告書において連結財務諸表中の関連開示項目に対する注意を喚起すること、又は、そのような開示が不十分である場合には、意見を修正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。しかし、将来の事象又は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はある。
- ・ 開示を含む連結財務諸表の全体的な表示、構成及び内容、並びに連結財務諸表がその基礎となる取引及び事象を真実かつ公正に示せるように表示しているかどうかを評価する。

- ・ 連結財務諸表に対する意見を形成するための基礎として、グループの事業体又は事業単位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ために、グループ監査を計画し実施する。当監査法人は、グループ監査のために実施される作業の指示、監督及びレビューに責任を有する。当監査法人は、監査意見について単独で責任を負う。

当監査法人は、特に計画した監査の範囲及びその実施時期並びに、監査中に特定した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項に関して、親会社の監査・コンプライアンス委員会に伝達する。

また、親会社の監査・コンプライアンス委員会に対して、独立性に関する倫理的要件を遵守したこと、並びに独立性に影響を及ぼすと合理的に考えられるすべての事項、及び該当する場合には、その脅威を除去又は軽減するために講じたセーフガードについて報告を行う。

当監査法人は、親会社の監査・コンプライアンス委員会に報告された事項のうち、当期の連結財務諸表の監査上最も重要な事項であり、それゆえに監査上の主要な検討事項となるものを決定する。

法規制により当該事項の公表が禁じられている場合を除き、当監査法人はこれらの事項を監査報告書に記載する。

## その他の法規制要件に関する報告

### 欧州単一電子フォーマット

当監査法人は、エンデサS.A.及びその子会社の欧州単一電子フォーマット（ESEF）による2025年度のデジタルファイル（上記年度の連結財務諸表を含むXHTMLファイル、及び年次財務報告書の一部を構成する親会社のタグ付きXBRLファイル）を査閲した。

エンデサS.A.の取締役は、2018年12月17日付け欧州委員会委任規則第2019/815号（以下、「ESEF規制」という）に規定されているフォーマット及びマークアップの要件に準拠した2025年度の年次財務報告書の表示に責任を負う。なお、年次コーポレート・ガバナンス報告書及び取締役報酬に係る年次報告書については、連結経営報告書に参照という形で記載している。

当監査法人の責任は、スペインの会計監査を規定する現行法令に従い、親会社の取締役によって作成されたデジタルファイルを査閲することにある。当該法令は、当監査法人に、上記デジタルファイルに含まれる連結財務諸表の内容が当監査法人の監査した連結財務諸表と完全に一致しているかどうか、また、連結財務諸表及び上記ファイルが全ての重要な点においてESEF規制の要件に準拠してフォーマット及びマークアップが整えられ作成されているかどうかを判断するための監査手続を計画し実施することを求めている。

当監査法人は、査閲したデジタルファイルは監査した連結財務諸表と完全に一致しており、これらはすべての重要な点においてESEF規則の要求事項に準拠して表示及びマークアップされているものと認める。

## 親会社の監査・コンプライアンス委員会への追加報告書

---

本報告書において表明された意見は、2026年2月20日付けの親会社の監査・コンプライアンス委員会への当監査法人の追加報告書と整合している。

### 契約期間

---

当監査法人は、2022年4月29日開催の定時株主総会で、2023年12月31日に終了した年度からの3年間（当該年度を含む）を任期として、グループの監査人として選任された。

それ以前には、株主総会の総意により3年間の任期で選任され、2020年12月31日に終了した年度から財務諸表を監査してきた。

当監査法人は、2025年4月25日開催の定時株主総会において、2026年12月31日に終了する事業年度からさらに3年間の任期で監査人として選任された。

KPMG Auditores, S.L.

スペイン公認監査人登録（ROAC）番号 S0702

（スペイン語の原文に署名）

Juan Ignacio Fernández Pérez

スペイン公認監査人登録（ROAC）番号 23,906

2026年2月20日

[次へ](#)

## Independent Auditor's Firm Autorisation (translation from original in Japanese)

To Endesa, S.A.'s Board of Directors

We, as independent auditors, authorize our Audit report dated February 20, 2026 on Endesa, S.A. and Subsidiaries (Endesa Group) consolidated financial statements and the translation to English to be used in this Quoted Companies Report (model 8) submitted to the Japanese Ministry of Economy.

KPMG Auditores, S.L.

Juan Ignacio Fernández Pérez

June 04, 2026

[前へ](#)

[次へ](#)

# Informe de Auditoría de Cuentas Anuales Consolidadas emitido por un Auditor Independiente

A los accionistas de Endesa, S.A.

## INFORME SOBRE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

### Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Endesa, S.A. (la Sociedad dominante) y sus sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2025, el estado del resultado, el estado de otro resultado global, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2025, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

### Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España, según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

## Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

### Reconocimiento de ingresos. Energía suministrada pendiente de facturar

Véase Notas 3.1, 3.2.ñ.1 y 33 de las cuentas anuales consolidadas

<i>Cuestión clave de la auditoría</i>	<i>Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría</i>
<p>Los negocios del Grupo que realizan actividades de comercialización de energía deben efectuar estimaciones de los suministros de energía pendientes de facturar a sus clientes finales correspondientes al periodo comprendido entre la última medición de los contadores y el cierre del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2025 el importe de las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar por el Grupo ascienden a 1.267 millones de euros y 264 millones de euros, respectivamente.</p> <p>La cantidad de energía suministrada no facturada se estima a partir de información tanto interna como externa. Los ingresos se calculan multiplicando el volumen de consumo de energía estimado pendiente de facturar por el precio contratado por tipo de producto y cliente.</p> <p>La determinación de la energía suministrada pendiente de facturar requiere la realización de estimaciones por parte de la Dirección del Grupo con la aplicación de criterios, juicios e hipótesis en sus cálculos, por lo que el reconocimiento de ingresos por la energía suministrada no facturada se ha considerado una cuestión clave de auditoría.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el proceso de estimación de la energía suministrada pendiente de facturar.</li> <li>• Evaluación y entendimiento de la metodología empleada por el Grupo y análisis de las principales hipótesis y datos considerados, mediante el contraste de información interna y externa disponible. Análisis de la razonabilidad del importe pendiente de facturar mediante la realización de procedimientos sustantivos.</li> <li>• Comparación de las estimaciones efectuadas al cierre del ejercicio anterior con los datos reales de suministro de energía (análisis retrospectivo), y evaluación de los resultados obtenidos.</li> <li>• Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.</li> </ul>

**Combinaciones de negocios – Adquisición de Corporación Acciona Hidráulica, S.L.**  
 Véase Notas 3.2.a.2, 8 y 25 de las cuentas anuales consolidadas

<i>Cuestión clave de la auditoría</i>	<i>Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría</i>
<p>Tal y como se menciona en la nota 8 de la memoria consolidada, con fecha 26 de febrero de 2025, el Grupo ha adquirido a un tercero no vinculado los activos y pasivos afectos al negocio de generación hidroeléctrica, integrado por 34 centrales hidráulicas con una capacidad total instalada de 626 MW, por una contraprestación de 961 millones de euros. Como resultado de la asignación del coste de la combinación de negocios al valor razonable de los activos y pasivos identificables adquiridos, se ha reconocido un fondo de comercio definitivo por importe de 125 millones de euros.</p> <p>La determinación del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos en una combinación de negocios requiere de la aplicación de juicios, estimaciones e hipótesis en la aplicación del método de descuento de flujos de caja.</p> <p>Por todo ello, consideramos esta transacción una cuestión clave de auditoría.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluación del proceso seguido por el Grupo para la identificación y el registro de los activos y pasivos adquiridos, incluyendo la revisión de la documentación del acuerdo de adquisición y la verificación de la fecha de adquisición y la contraprestación transferida.</li> <li>• Revisión del balance del negocio adquirido a la fecha de adquisición, verificando su adecuada integración en el perímetro.</li> <li>• Obtención, lectura y análisis del informe de valoración realizado por un experto independiente contratado por el Grupo, evaluando la independencia y competencia profesional del mismo.</li> <li>• Evaluación de la metodología y de las hipótesis clave utilizadas para determinar los valores razonables, con la participación de nuestros especialistas en valoración.</li> <li>• Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas sobre la transacción cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.</li> </ul>

## Otra información: Informe de gestión consolidado

---

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2025, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre la información contenida en el informe de gestión consolidado, de conformidad con lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, consiste en:

- a) Comprobar únicamente que el estado de información no financiera consolidado, determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual de Remuneraciones de los Consejeros, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y en caso contrario, a informar sobre ello.
- b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2025 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

## Responsabilidad de los administradores y del Comité de Auditoría y Cumplimiento en relación con las cuentas anuales consolidadas

---

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio consolidado, de la situación financiera consolidada y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

## Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

---

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.

- Planificamos y ejecutamos la auditoría del Grupo para obtener evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o de las unidades de negocio del Grupo como base para la formación de una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo realizado para los fines de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética relativos a independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las medidas de salvaguarda adoptadas para eliminar o reducir la amenaza.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación al Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

## INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

### Formato electrónico único europeo

---

Hemos examinado los archivos digitales del formato electrónico único europeo (FEUE) de Endesa, S.A. y sociedades dependientes del ejercicio 2025 que comprenden el archivo XHTML en el que se incluyen las cuentas anuales consolidadas del ejercicio y los ficheros XBRL con el etiquetado realizado por la sociedad dominante, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Endesa, S.A. son responsables de presentar el informe financiero anual del ejercicio 2025 de conformidad con los requerimientos de formato y marcado establecidos en el Reglamento Delegado UE 2019/815, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión Europea (en adelante Reglamento FEUE). A este respecto, han incorporado el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros por referencia en el informe de gestión consolidado.

Nuestra responsabilidad consiste en examinar los archivos digitales preparados por los administradores de la sociedad dominante, de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas en vigor en España. Dicha normativa exige que planifiquemos y ejecutemos nuestros procedimientos de auditoría con el fin de comprobar si el contenido de las cuentas anuales consolidadas incluidas en los citados archivos digitales se corresponde íntegramente con el de las cuentas anuales consolidadas que hemos auditado, y si el formato y marcado de las mismas y de los archivos antes referidos se ha realizado en todos los aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

En nuestra opinión, los archivos digitales examinados se corresponden íntegramente con las cuentas anuales consolidadas auditadas, y éstas se presentan y han sido marcadas, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

## **Informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante**

---

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad dominante de fecha 20 de febrero de 2026.

### **Periodo de contratación**

---

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2022 nos nombró como auditores del Grupo por un período de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, incluido.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General de Accionistas para el periodo de 3 años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de abril de 2025 nos nombró auditores por un periodo adicional de 3 años, contados a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2026, incluido.

KPMG Auditores, S.L.  
Inscrito en el R.O.A.C. nº S0702

Inscrito en el R.O.A.C. nº 23.906

Este informe se corresponde con el sello distintivo nº 01/26/00304 emitido por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España
--

[前へ](#)