【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】	2025年6月25日
【事業年度】	第81期 (自　2024年1月1日　至　2024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　　矢　田　真貴子 弁護士　　髙　木　拓　実 弁護士　　金　子　祥　悟
【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2025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＝162.17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2025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＝149.82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(但し、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(但し、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れ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分である。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は認められる。)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、(ⅰ)上場会社または指定された第三者、(ⅱ)少なくとも1%の資本を有する株主組合、および(ⅲ)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。

(ニ) 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・バロール」もしくは「アヘンシア・バロール」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ず、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体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、全部または一部の新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のある、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、総会後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ず、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。

(ヌ) 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、多数派により不適当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記すること

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 (ヌ) 報告義務」を参照のこと。

(ヲ) 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

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る。

(ロ) 概　論

2024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。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

(ハ) 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。

(ニ) 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。

(ヘ) 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ず、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ール(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・バロールまたはアヘンシア・バロール)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ず、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・ヘ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・ヘ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開かれているが、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2025年6月25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】

2025年2月25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2024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、2024年12月31日に終了した年度に関して、2024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、2023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一の会計方針、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2024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2024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。

2023年および2024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

	2020年		2021年		2022年		2023年		2024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	17,050	2,764,999	20,899	3,389,191	32,896	5,334,744	25,459	4,128,686	21,307	3,455,356
営業総利益	3,809	617,706	4,278	693,763	5,565	902,476	3,777	612,516	5,293	858,366
税引前利益	1,788	289,960	1,924	312,015	3,487	565,487	1,065	172,711	2,589	419,858
継続事業の年度税引後利益	1,400	227,038	1,457	236,282	2,596	420,993	762	123,574	1,893	306,988
非継続事業の年度税引後利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
親会社の年度利益	1,394	226,065	1,435	232,714	2,541	412,074	742	120,330	1,888	306,177
株主へ分配された配当金	2,132	345,746	1,522	246,823	1,679	272,283	1,059	171,738	1,395	226,227
発行済普通株式数の加重平均(千株)	1,058,731		1,058,650		1,058,567		1,058,472		1,058,459	

12月31日時点

	2020年		2021年		2022年		2023年		2024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	21,354	3,462,978	22,097	3,583,470	22,338	3,622,553	22,839	3,703,801	22,940	3,720,180
総資産	32,062	5,199,495	39,968	6,481,611	50,067	8,119,365	41,283	6,694,864	37,345	6,056,239
非流動有利子ローンおよび借入金	5,901	956,965	7,211	1,169,408	11,704	1,898,038	9,636	1,562,670	9,881	1,602,402
非支配持分合計	150	24,326	164	26,596	201	32,596	187	30,326	943	152,926
親会社持分	7,315	1,186,274	5,380	872,475	5,557	901,179	7,017	1,137,947	8,110	1,315,199

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。

この調整は遡及的に適用され、これは、2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類が修正されることを示す。そのため、比較数値は、2020年度有価証券報告書に記載された2020年12月31日に終了した事業年度のエンデサの連結年次財務書類の表および注記で公表されたものと一致しない。

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、使用権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「繰延税金財産」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。

2020年、2021年、2022年、2023年および2024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	2020年		2021年		2022年		2023年		2024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	2,866	464,779	1,003	162,657	991	160,710	1,471	238,552	2,115	342,990
営業総利益	2,420	392,451	652	105,735	812	131,682	895	145,142	1,818	294,825
税引前利益	2,247	364,396	521	84,491	708	114,816	471	76,382	1,364	221,200
純利益	2,330	377,856	581	94,221	697	113,032	580	94,059	1,427	231,417
株主へ分配された配当金	2,132	345,746	1,522	246,823	1,679	272,283	1,059	171,738	1,395	226,227
発行済普通株式数の加重平均(千株)	1,058,731		1,058,650		1,058,567		1,058,472		1,058,459	

スペインGAAP　　12月31日時点

貸借対照表データ	2020年		2021年		2022年		2023年		2024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	324	2	324	2	324	1	162	1	162
総資産	19,950	3,235,292	19,823	3,214,696	24,328	3,945,272	19,998	3,243,076	20,211	3,277,618
非流動有利子ローンおよび借入金	8,384	1,359,633	8,073	1,309,198	10,954	1,776,410	9,347	1,515,803	12,458	2,020,314
1持分	8,981	1,456,449	7,644	1,239,627	7,366	1,194,544	5,748	932,153	6,121	992,643

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I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I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の設備容量をもつ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%の売却の手続を開始し、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.)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も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.(EGPE)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.(EGPE)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.(EGPE)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.(EGPE)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のちに行われ、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「合弁事業」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.(EGPE)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.の部分的スピンオ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3月24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、エンデサの稼働中の4つの太陽光発電設備(約446MWの総設備容量)を保有する、EGPE Solar 2, S.L.U.の株式資本の49.99%の少数株主持分の売却について、Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company PJSC)と契約を締結した。この取引により、エンデサは、EGPE Solar 2, S.L.U.の支配権を維持し、それゆえ、完全統合することが可能となった。

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(PO)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(PO)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。

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

エンデサの事業モデルは、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、その他のヨーロッパ市場、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.(EGPE)(100%)と持分を統合している。

2024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21,449MWであり、うち17,117MWが本土の電力システムにおけるもので、残りの4,332MWがバレアレス諸島およびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤの本土外の領域(TNP)におけるものであった。かかる日付において、再生可能エネルギーの純設備容量は10,131MWであり、そのうち10,032MWが本土の電力システムに対応するものであり、99MWが本土外の領域(TNP)に対応するものであった。

エンデサの発電所は、2024年には、その総発電量が59,780GWhに達した。

・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。

2024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22百万人超いる総延長195,881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、2024年には138,580GWh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。

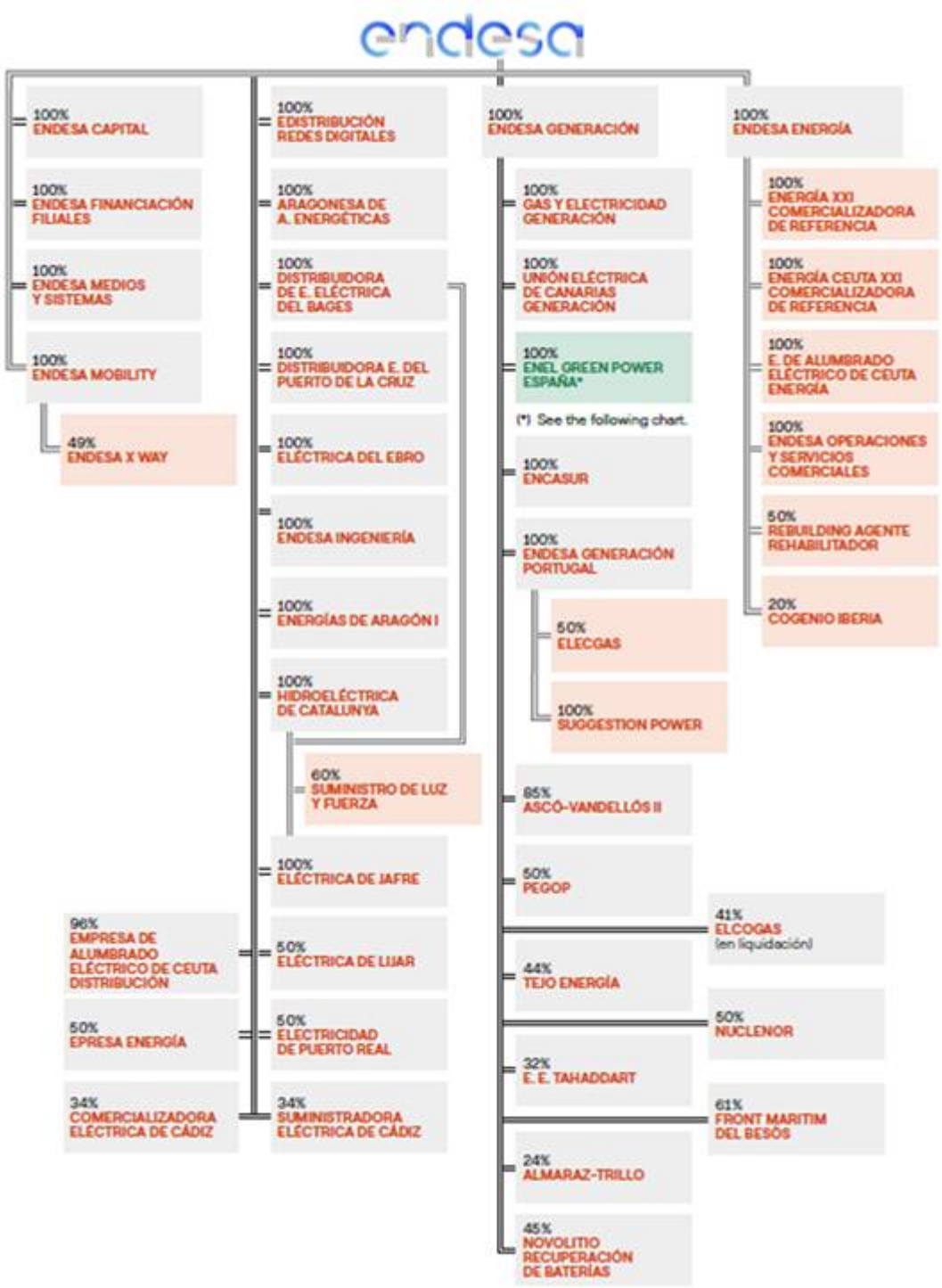
Endesa Energía, S.A.U.は、また、規制されている市場の小売商であるEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.、および、電力の供給に関連する商業サービスを提供することを目的とするEndesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U.の株式の100%を保有している。

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。

2024年、電力純売上は74,376GWhに達し、2024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10.2百万の供給地点を構成した。2024年に商業化されたガスは、合計62,170GWhであり、2024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1.8百万の供給地点を構成した。

以下は、図表で2024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。





2024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2024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2024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Ⅰ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】

2024年12月31日現在、エンデサは総数8,914名の従業員を有しており、2023年12月31日現在より1.3%減少した。エンデサの2024年の平均従業員数は8,816名(-3.1%)であった。2023年および2024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					
	2024年12月31日			2023年12月31日		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	149	43	192	160	43	203
中間管理職	2,394	1,352	3,746	2,425	1,345	3,770
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	3,973	1,003	4,976	4,033	1,029	5,062
総従業員数	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

	最終従業員数					
	2024年12月31日			2023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	3,592	1,220	4,812	3,697	1,258	4,955
配電	2,263	520	2,783	2,254	496	2,750
構造およびその他(1)	661	658	1,319	667	663	1,330
総従業員数	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

(1) 構造およびサービス。

	最終従業員数					
	2024年			2023年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
30歳未満	280	143	423	326	170	496
30歳～50歳	3,624	1,478	5,102	3,729	1,565	5,294
50歳超	2,612	777	3,389	2,563	682	3,245
総従業員数	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

	最終従業員数					
	2024年			2023年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン	6,501	2,384	8,885	6,601	2,401	9,002
ポルトガル	15	14	29	17	16	33
総従業員数	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

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					
	2024年			2023年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	154	42	196	163	43	206
中間管理職	2,392	1,332	3,724	2,428	1,322	3,750
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	3,901	995	4,896	4,099	1,042	5,141
総従業員数	**6,447**	**2,369**	**8,816**	**6,690**	**2,407**	**9,097**

	平均従業員数					
	2024年			2023年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および商業化	3,600	1,227	4,827	3,747	1,243	4,990
配電	2,192	491	2,683	2,258	491	2,749
構造およびその他(1)	655	651	1,306	685	673	1,358
合計	**6,447**	**2,369**	**8,816**	**6,690**	**2,407**	**9,097**

(1) 構造およびサービス。

2023年および2024年における共同運営事業の従業員の平均数はそれぞれ、749名および773名であった。

2023年および2024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)					
	2024年			2023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	29	7	36	27	7	34
管理経営部門スタッフおよび現場労働者	42	15	57	41	14	55
従業員合計	**72**	**22**	**94**	**69**	**21**	**90**

(1) 33%またはそれ以上。

	障がい者の平均従業員数(1)					
	2024年			2023年		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電および商業化	32	11	43	30	10	40
配電	24	2	26	23	2	25
構造およびその他(2)	16	9	25	16	9	25
従業員合計	**72**	**22**	**94**	**69**	**21**	**90**

(1) 33%またはそれ以上。
(2) 構造およびサービス。

男女別では、2023年および2024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。2024連結会計年度末に関連して、従業員の平均年齢は47.3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17.7年である。また、従業員の平均年収(賞与を含む。)は、105,310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90.5%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1,382号により規制される人事および管理的な機能については、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】

ビジネスモデル

エンデサは、公正で包括的な移行の発展を可能にする持続可能なビジネスモデルにコミットし、サステナビリティを統合し、エンデサが事業を展開する領域で価値を創造している。人々の生活、事業および一般社会に欠かすことのできない要素として、エンデサは、社会が直面する主要な課題に取り組むことにその事業戦略を整合するよう努め、継続する社会的、経済的および政治的な変化に適応するために絶えず進化している。

現時点におけるエンデサの最大の課題は、最近における経済の脱炭素化と電動化に向けたエネルギー移行を推進し、化石燃料に基づくテクノロジーを誰も置き去りにすることなく中止して、再生可能エネルギーの効率的な開発を統合することである。脱炭素型経済への移行は、当社の現行のビジネスモデルの変革を推進し、また、必要とすると同時に、経済的、環境的および社会的に大きな機会を生み出し、豊かさと雇用の創出、そして地球の改善に貢献する。

この持続可能な戦略の定義には、当社のステークホルダーの参加が含まれるべきである。当社のステークホルダーは、テリトリーに属することを認識しているため、その目的は、ステークホルダーを参加させ、エンデサが持続的かつ永続的な業績を実現することを可能にする強固で良好な関係を築くことにある。

個別のステークホルダーとそれらを代表する組織との継続的な対話により、エンデサは、ステークホルダーの要求に応じるための優先的な行動を特定することができる。この点について、エンデサは、気候変動がすべてのステークホルダーにとって主要な課題であり、気候変動との闘いにおいて重要な役割を果たすことができるという認識の下、国連持続可能な開発目標(SDGs)およびパリ協定の目的に貢献するための優先的な行動を特定した。

環境、社会およびガバナンスの動向は、当社が対処し、管理しなければならない一連のリスクを伴う。しかしながら、当社のバリューチェーン全体にわたる戦略の正しい方向性により、エンデサはリスクを軽減するだけでなく、機会を最大限にし、捉えている。

エンデサは、戦略の成果を監視および評価するために、持続可能性計画に統合され、エネルギー変革の課題に対応するためのロードマップを示す、「環境、社会およびガバナンス」(ESG)測定指標を定義し、それによって持続可能な開発目標(SDGs)の達成に取り組んでいる。

今回の戦略計画のアップデートにより、サステナビリティがビジネスモデルに組み込まれ、SDG 13(気候変動対策)に向けられた投資の大部分が、再生可能エネルギー容量の拡大を通じたSDG 7(エネルギーをみんなに、そしてクリーンに)、配電網のデジタル化への投資によるSDG 9(産業と技術革新の基盤をつくろう)、SDG 11(住み続けられるまちづくりを)に具体的な行動で貢献していることが明確に示されている。

エンデサは、従業員や協力会社の安全を常に確保しながら、環境負荷を削減し、顧客や事業を展開する地域社会の必要性に応えるソリューションを促進するためにイノベーションを活用し続けている。

経営環境

エネルギー政策の背景

スペインの2024年の電力需要は、数年間にわたるエネルギー使用量の減少を受けて、回復の兆しを見せた。全国的な累積需要は248,811GWhに達し、調整後ベースで2023年比1.4%増となった。この増加の一因は、景気回復と産業活動の活発化であった。

今後、統合国家エネルギー・気候計画(INECP)に示された野心的な電動化目標の結果として、この電力需要の増加が確固たるものとなり、著しく高い水準を達成することが期待される。これらの目標は、過去4年間に受けた膨大な数の新たな系統接続要求によって支えられており、これは、同国が現在経験している再産業化の極めてまれな機会を示している。

2024年のスペイン電力市場の平均価格は63.0ユーロ/MWhであり、2023年の平均価格を27.7%下回った。その進展に関して、最も注目に値する特徴は、市場の高ボラティリティであり、春に史上初めて非常に落ち込み、マイナスの価格であったが、プール価格は4月に年間最低値に達し、平均値は13.7ユーロ/MWh、年後半には非常に高値となり、12月には最高値で111.2ユーロ/MWhを記録し、ガソリン価格の上昇が再び記録された。

現在のスペイン電力構成の設定や、脱炭素化に向けての推進に伴い、引き続き堅調な再生可能エネルギーの増加が見込まれることを考慮すると、需要側の電化イニシアチブと貯蔵容量の増加がより顕著となり、市場の均衡が取れるようになるまで、この高価格の変動は構造的なものとなると予想される。

この価格変動がエンデサに与える影響については、戦略の基盤となる発電事業と商業化事業を一体的に運営していることから、短期的には当社の業績にマイナスの影響を与えることはないとみられる。

規制の文脈では、2024年の特筆すべき点として、2023-2030年国家エネルギー・気候計画(PNIEC)の更新を認める9月24日付国王布告2024年第986号が9月に承認されたことであり、このロードマップは、脱炭素化とエネルギー移行の目標を達成するために、この10年間の終わりまで政府が策定すべき政策と措置を定めたものである。

この計画には、温室効果ガス(GHG)の排出量を1990年比で32%削減する、再生可能エネルギーの使用量を全体の48%に増やす、再生可能資源からの発電の81%を達成するなど、野心的な目標が含まれている。さらに、2023-2030年国家エネルギー・気候計画(PNIEC)では、これらの変革を実行するために、官民を問わず多額の投資を想定している。

より短期的には、2025年において、次の規制期間である2026年から2031年まで配電と送電活動について適用される報酬パラメータの数値、半島外の領域(NPT)での発電、再生可能エネルギー源、コージェネレーションおよび廃棄物からの発電が確立されるべきである。

配電および送電に関して、政府は、11月12日付回覧2019年第2号の修正案に関する、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)に対してエネルギー政策指針を定める2024年10月30日付省令TED2024年第1193号を公布した。これは天然ガスの再ガス化、輸送および供給と同様に、配電および送電活動のための財務報酬率の計算方法を規定する。

この省令の主な目的は、政府のエネルギー政策がスペイン国市場および競争委員会(CNMC)の規則に適切に反映され、供給安全保障、経済および金融のサステナビリティならびに気候変動対策などの側面に取り組むことを確保することである。

省令は、とりわけ、財務報酬率は、新たな需要と新たな再生可能発電をシステムに統合するために必要なインフラストラクチャーの展開に役立つため、エネルギー移行の目標を達成するための重要な要素であることを強調する。この点については、スペインのために設定された目標だけでなく、再生可能エネルギー、脱炭素化または産業化へのさらなる投資を促進することができることによる推進効果と併せて、エネルギー移行における財源と投資について欧州および国際的なレベルにおける競争的な文脈を考慮することが重要である。

また、環境移行・人口課題省(MITECO)は、中長期的に半島外の領域(NPT)における安定した電力容量を強化するために入札募集を行った。そのために、2028年には1,361MWの安定容量で、新規プロジェクトと既設設備が適用される可能性がある。

最後に、2024年12月18日に、MITECOは、スペイン半島電力システム内での容量市場を確立するための省令草案を公開協議に提案した。この市場では、供給の安全性を確保し、投資シグナルを発信することで、需要管理など、堅牢性や柔軟性を提供するストレージなどのエネルギーソリューションが完全にシステムに統合されることを目指している。

欧州の文脈では、2024年4月11日に、欧州議会は、価格の不安定性から消費者を守りつつ、市場をより安定し、手頃な価格で、持続可能なものにすることを目指した、EU電力市場改革を承認した。今後、完全な実施のために、それらを国内法化することは加盟国の責任となる。

2024年9月11日に発表された2024年エネルギー連合状況報告書では、欧州委員会は、今後の取り組みとして、再生可能エネルギーとエネルギー効率目標に関する野心の現状の不足、エネルギー貧困の増加、他の世界的な競合他社と比較したエネルギー価格の格差、戦略的に重要な新たな依存関係のリスクなど、新しいかつ新たに発生した課題に対処しなければならないことを強調している。このためには、EUおよび加盟国レベルでの決断力ある戦略的対応および取り組みの根本的な転換が必要となり、その結果、協力、市場統合および共同行動が強化されるはずである。

電力およびガス市場

2024年の卸売り電力市場の平均演算価格は63.0ユーロ/MWh(2023年比27.7%減)で、2023年と比較して欧州の電力市場価格の下落傾向が続いている。これは主に、供給源の多様化と電力構成の変化によるガス価格の低下、季節エネルギーの適度な需要、および良好な気象条件と規制に支えられた再生可能発電の増加によるものであった。

ガス価格は、2023年に下落傾向を示して2024年も同様の傾向を維持し、2023年と比較して15.5%減少した一方で、平均ブレント価格は前年と比較して3%近く減少している。二酸化炭素(CO_2)の平均価格は、前年に比べて21.9%減少しているが、これは主に、気候およびサステナビリティに関する方針、ならびに炭素市場における需要と供給の変動の進展によるものである。

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 Nacionais, SGPS, S.A.各社のデータによれば、2024年の太陽光発電の発電量は2023年と比較して引き続き高水準であり、スペインでは19%、ポルトガルでは37%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。

スペインの水力発電は、2023年と比較して36%増加し、電力構成に大きな影響を与え、その結果、より高コストのテクノロジーを置き換えることで市場の価格形成に大きな影響を与えている。

電力およびガスの需要

2024年のスペインの電力需要は248,811GWhで、2023年と比べると0.9%増(暦年と気温の影響を考慮すると1.4%増)であった。この伸びの低迷は、とりわけ、自家消費型太陽光発電の益々の拡大およびスペインの国内総生産(GDP)の伸びが鈍化したことなどによる。

スペイン本土では、2024年の電力需要は233,462GWhで、2023年の実績を0.9%上回った(労働と気温の影響を考慮すると1.5%増であった。)。2024年のバレアレス諸島とカナリア諸島の総需要は、6,063GWhおよび8,896GWh(それぞれ、労働と気温の影響を調整すると、前年比で1.5%増および0.8%増であった。)と推定されている。

ガス需要については、2024年は、従来型ガス市場からの需要が若干増加(3.9%増)したものの、電気部門からの需要が減少(22.3%減)したことを主因に、スペインでは3.7%の減少となった。

経営方針

2025年-2027年戦略計画

2024年11月19日、エンデサは、2025年から2027年までの戦略計画のアップデートを、エネルギー移行過程の極めて重要な時に提示し、機会を十分に活用して、このプロセスから生じる課題に対処することを目指している。

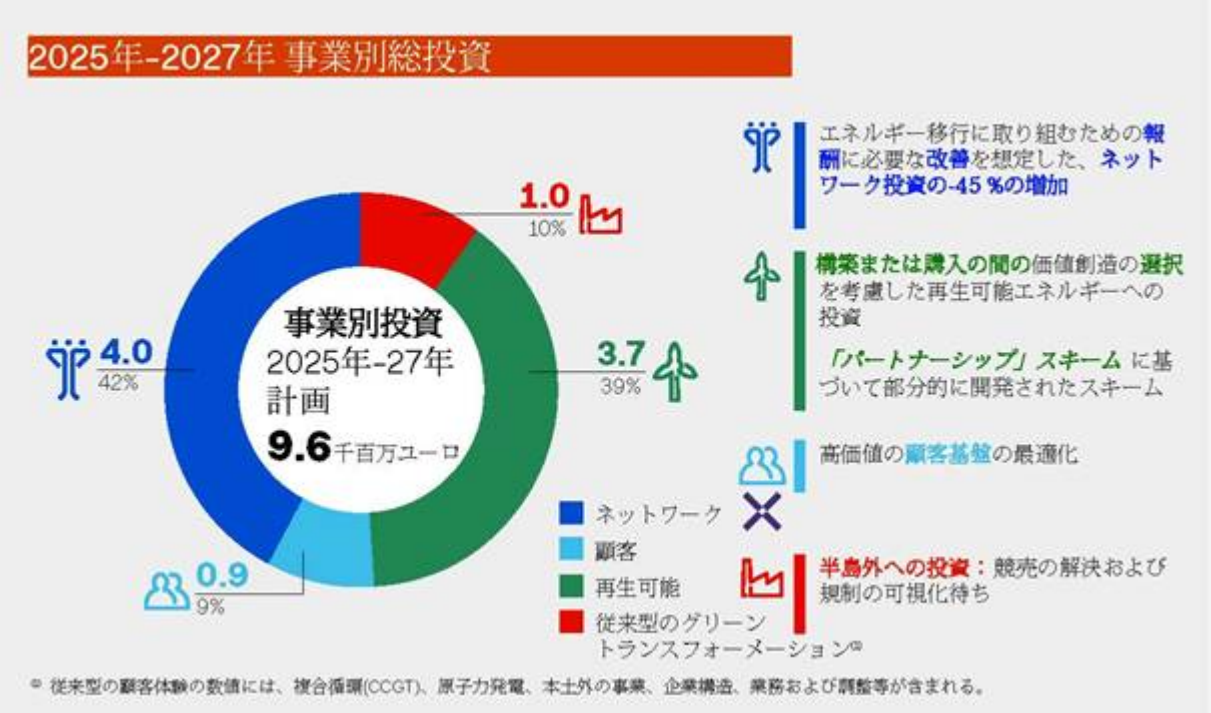
2025年-2027年戦略計画は、基幹の軸、すなわち、欧州全体のエネルギー部門の主要な課題に取り組むための手段として、無排気発電源に依存したクリーンな電化の促進を中心としている。これにより、顧客にとって競争力のあるエネルギー体制を実現し、外部エネルギーへの依存度を減らすことでそれはより確実なものとなり、温室効果ガス(GHG)の排気量を減少させることにより持続可能なものとなる。

2025年から2027年にかけては、前計画で掲げた戦略の3本柱が再確認され、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ために、当社のリスク・リターン特性を最適化することを目指している。



本計画は、新しいエネルギーの状況に合わせて調整され、より選択的で効率的な資本配分を強調する。その結果、この新戦略計画において企図された総投資額は、前回の2024年-2026年計画におけるそれより8%増額予定であり、2025年から2027年まで、総額で700百万ユーロ増加し、9,600百万ユーロに達する。

2025年-2027年戦略計画は、昨年9月にスペイン政府が発表した最新の統合国家エネルギー・気候計画(INECP)に大要が示された主要な数値と目標を考慮したものである。本改定には、2021年から2030年までの投資予測308,000百万ユーロが含まれており、その82%は民間部門により実施されなければならない。本質的に、この新たなINECPは、経済の電化に関する注力と増大した野心(この投資の17%を占めることになり、従前のINECPよりも10パーセンテージポイント高い。)、新たな太陽光・風力発電容量の積極的な増加および貯蔵、そして、より大きな容量と範囲を持つ電力配電網への強いコミットメントのおかげで注目に値する。



資本割当プロセスの基準には、以下の行動指針が含まれる。

1)　配電網への投資

2027年までのこの新たな戦略の核となる要素に目を向けると、規制の改善を条件として、計画投資の42%が、2025年-2027年戦略計画で投資に指定された9,600百万ユーロのうちの4,000百万ユーロに相当する配電網に割り当てられることを強調するべきである。配電網に関するこの投資計画は、前計画でこのインフラストラクチャーに配分された投資よりも45%高くなっている。

この投資額は、主に3つの分野に分配される。すなわち、45%は、INECPの目的達成と新たな接続への増加する需要への対応に割り当てられ、30%は、部品の更新、スマートメーターフリートのアップグレードおよび遠隔監視制御によるデジタル化と近代化に対して、また残りの25%は、配電網構成を最適化し、中低圧線の遠隔操作を増やして、サービスの質を向上させることに使用される。

この多大な投資への取り組みにより、エンデサの規制された資産基盤は当期末までに6%増の12,100百万ユーロに拡大する。エネルギー損失レベルも現状より0.4パーセンテージポイント程度低下し、9.5%となる見込みである。また、停止期間は約20%短縮され、計画終了までに38.6分になることが見込まれる。

2025年-2027年戦略計画の期間における配電網に関する主要因は、次のとおりである。

主要因	行動
エネルギー移行	・ 電化を促進し、新たな接続ポイントに対する増え続ける要求に応えるためのネットワークの構造的な拡大 ・ 国家エネルギー・気候計画(PNIEC)に概説された予想される需要の増加に応じるための配電網の展開 ・ 重要点を解決するための配電網強化のための行動
品質の向上	・ 下記による主要な品質指標の強化 - 配電網構造の開発および強化 - 中電圧(MV)および低電圧(LV)ネットワークにおける被遠隔制御装置の増加
配電網のデジタル化および近代化	・ 運用の最適化、非技術的損失の減少およびシステム費用の削減 - 技術の進歩による部品の改良および近代化 - スマートメーターネットワークのアップグレード - 遠隔監視制御のための配電網のデジタル化

2) 発電：より高価値の再生可能資産

本計画における再生可能エネルギー開発のための計画投資は3,700百万ユーロで、これは前計画より13%低い。なぜならば、風力および水力発電セクターを強化しながら、太陽光事業への注力を減らし、技術間のエクスポージャーの均衡を取りなおそうとするためである。

この金額には、2025年上半期に確定すると見込まれるCorporación Acciona Hidráulica, S.L.の100%の買収に充当された1,000百万ユーロの投資が含まれる(「第6　経理の状況」に含まれる2024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を参照のこと。)。この運営には、アラゴン、ソリア、ナバラおよびバレンシアに所在する既設の4,700MWの水力発電容量に追加の626MWを加えることが含まれる(そのうち87%は管理可能である。)。これらの資産の平均寿命は30年間である。

この取引は、エンデサの再生可能エネルギー構成の拡大に対するコミットメントと合致し、同社のサステナビリティの取り組みを支援するため、戦略的に意義のあるものである。これらの水力発電資産を取り入れることにより、発電の源泉が多様化し、同社の垂直統合型の事業が強化される。

エンデサは、再生可能資産に投資するときの選択的アプローチを維持し、これらの新規プロジェクトについてパートナーと協力するモデルを引き続き活用していく。

2025年-2027年戦略計画の期間における発電に関連する主要因は、次のとおりである。

主要因	行動
パートナーシップ	・ 投資配分の最適化
電力構成の調整	・ 太陽光事業でのエクスポージャーを減らし、より付加価値の高い資産に集中する。
風力発電および水力発電所の再構築	・ 既存の再生可能エネルギーパークの再構築プロジェクト

エンデサは、この再生可能エネルギー投資に加えて、その他の発電事業において、2025年から2027年までの間に、主に半島外の領域の電力システム(NPT)に所在する原子力資産、複合サイクルプラントおよび発電グループの保守のために、約1,000百万ユーロ(全体の10%)を投資する予定である。

3) 事業戦略：顧客基盤の回復

顧客に割り当てられる投資は2027年までに総計900百万ユーロに達し、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を当てる。

このすべてにより、顧客基盤の拡大を取り戻し、2027年末までに自由市場で7.1百万契約に達することを目指している。総販売電力量は、スポット市場価格に連動した販売とは対照的に、(主に住宅部門を対象に)固定価格販売に戦略的にシフトし、期を通じて84TWh程度で安定的に推移すると予測される。

2025年-2027年戦略計画の期間におけるマーケティングに関する主要因は、次のとおりである。

主要因	行動
お客さま第一	・ カスタマーエクスペリエンスを向上させ、カスタマーロイヤルティを促進するための高水準の業務を提供する。
高価値サービスの提供	・ エネルギー移行によるますます高度化する要求に合わせた高価値の業務を提供する。
ポートフォリオの最適化	・ 最も価値ある顧客に注力。

重要な金融指標

財務面では、一連の行動に基づいて、新たな2025年-2027年戦略計画に、連結収益に関する財務指標の予測などが盛り込まれている。同計画で、エンデサは以下のようなプラス基調を想定している。

経済指標	予想
税引前営業利益(EBITDA)	・ 2027年までに5,600百万～5,900百万ユーロの範囲(年平均成長率4%)に達すると推定
純経常利益	・ 3年間の終わりには約2,000百万～2,200百万ユーロ、年平均成長率7%
純金融負債	・ 純金融負債は、2027年度には、投資と配当金支払いの増加により、10,000百万～11,000百万ユーロの間になる予定であり、堅調なキャッシュフローおよび再生可能プロジェクトに参加する外部パートナーの出資により相殺される。

エンデサのリスクプロファイルと財務の健全性を維持するために、当社によって承認された配当政策は、2027年まで純経常利益の70%の配当を維持し、年間を通じて1株式あたり総額1.0ユーロの最低配当金が保証されている。

(単位：百万ユーロ)

財務目標	単位	2025年	← →	2027年
税引前営業利益(EBITDA)	百万ユーロ	5,400-5,600		5,600-5,900
純経常利益	百万ユーロ	1,900-2,000		2,000-2,200
1株当たり配当	ユーロ	1.3		1.5

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、市場に参加する主体の投資、資金調達および経営上の意思決定を左右する。

マクロ経済環境

2024年の欧州経済は、金融政策の正常化、インフレの減速および外的要因の経済活動に対する影響によって特徴付けられる文脈において、緩やかな成長率を維持している。このシナリオでは、欧州連合(EU)の国内総生産(GDP)は、欧州委員会によれば0.8%の拡大が見込まれ、2023年と比較してわずかながら上昇したことを示している一方、2025年の予測では、1.3%前後のよりダイナミックな成長が予測されている。この変化は、エネルギー市場の安定化および内需の底堅さの向上に関連しているが、輸出は他の地域の景気低迷の影響を依然として受けている。

金融政策の面において、欧州中央銀行(ECB)は、2023年上半期を通じて抑制的な姿勢を維持し、2023年の連続した利上げの後に金利は高止まりした。欧州中央銀行(ECB)は、インフレが2%の目標に収束していることから、2024年下半期の金利の緩やかな緩和に向けた判断を開始した。連続した利下げを経て、2024年12月12日の政策理事会の会議後、政策金利は3.15%に設定された。

ユーロ圏の全般的なインフレ率は、エネルギー価格および他の不安定な商品の減速と一致して、2023年の6.3%から欧州委員会が2024年について推計した2.4%に大幅に低下したが、基調インフレは賃金の圧力により依然としてこれらの水準をわずかに上回った。

スペインでは、2024年に国内総生産(GDP)の成長率が3%まで上昇し、景気動向が欧州内で際立っている。この景気の上昇は、個人消費のダイナミズム、観光の回復、および回復計画からの欧州基金の展開によってもたらされている。にもかかわらず、金利上昇の影響を受けやすい企業投資ならびに不動産市場および不動産部門は、金融引締めの影響を受けて抑制されたものに留まっている。

スペイン国立統計局(「*Instituto Nacional de Estadística - INE*」)の指標によると、インフレに関して、スペインは2024年に年平均2.8%という大幅な減速を記録し、インフレ圧力が最も小さいユーロ圏経済の1つとして定着している。この性質は、エネルギー価格の下落および世界的なサプライチェーンの安定によって説明される。逆に、労働市場は、進歩を示し続けてきた。失業率は、未だに高水準だが、2021年以降、一貫して低下傾向にある。

厳しい金融政策および物価の低下は、2024年の欧州およびスペインのマクロ経済環境を特徴づけており、来年はより有利な枠組みの中での成長の定着が見込まれる。

部門の規制状況

2024年は、2030年までに温室効果ガス(GHG)の純排出量を1990年比で55%以上削減することを目指す欧州連合の「Fit for 55」という政策パッケージが、7月に承認された重要な年となった。

欧州が2050年までに世界初の気候中立大陸となり、欧州グリーンディールを実現するためには、今後10年間で当該排出量の削減を確保することが不可欠である。

そのため、同年、欧州連合(EU)は、対外エネルギー依存を減らすための「REPowerEU」計画に由来する修正、および現在海運の排出量に適用されているEU排出量取引制度の改定を含む、「Fit for 55」パッケージのすべての主要なエネルギーおよび気候関連文書を承認し、産業脱炭素化を奨励するための無償割当に関する規則を修正し、加盟国に気候およびエネルギーのためにすべての収入を割り当てることを要求した。

2024年に施行された「ネットゼロ産業法」および「重要原材料法」は、供給源の多様化およびネットゼロテクノロジーの強固な国内製造拠点の設立により、サプライチェーンの強靭性の強化を支援するものである。新たに統一された欧州連合(EU)のエコデザイン基準も、欧州の事業および市民のエネルギー費用の削減に貢献する。

国内的には、2024年第3四半期末に、政府は2023-2030年の統合国家エネルギー・気候計画(INECP)の更新を是認した9月24日付国王布告2024年第986号を可決し、最終承認について翌日に欧州委員会に送られたことに留意すべきである。

当該計画の更新は、エネルギー移行に関する確実性および予想の枠組みを社会に提供することを目的とし、公正な移行の方針を通じて、プラスの効果の最大化ならびにモデルチェンジの影響の防止、最小化および補償を可能にするものである。これに基づき、2023-2030年INECPでは、より大きな社会的、経済的および環境的利益の達成を目指して、計画される政策および措置の数を元のINECPの78件から現在の110件に増加させている。

エンデサが事業を展開するエネルギー部門について、2023-2030年INECPは、気候目標を強化し、元の2021-2030年の計画よりもさらに野心的である。具体的には、最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、2030年までに元の42%から48%に増加させ、電力に占める再生可能エネルギーの割合は元の74%に対して81%に達するとされている。エネルギー効率は42%から43%に向上し、経済の電化は、元の文書で予想されていた32%から35%に上昇し、これが電力需要の上昇を支えることになる。

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、当社を管理、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

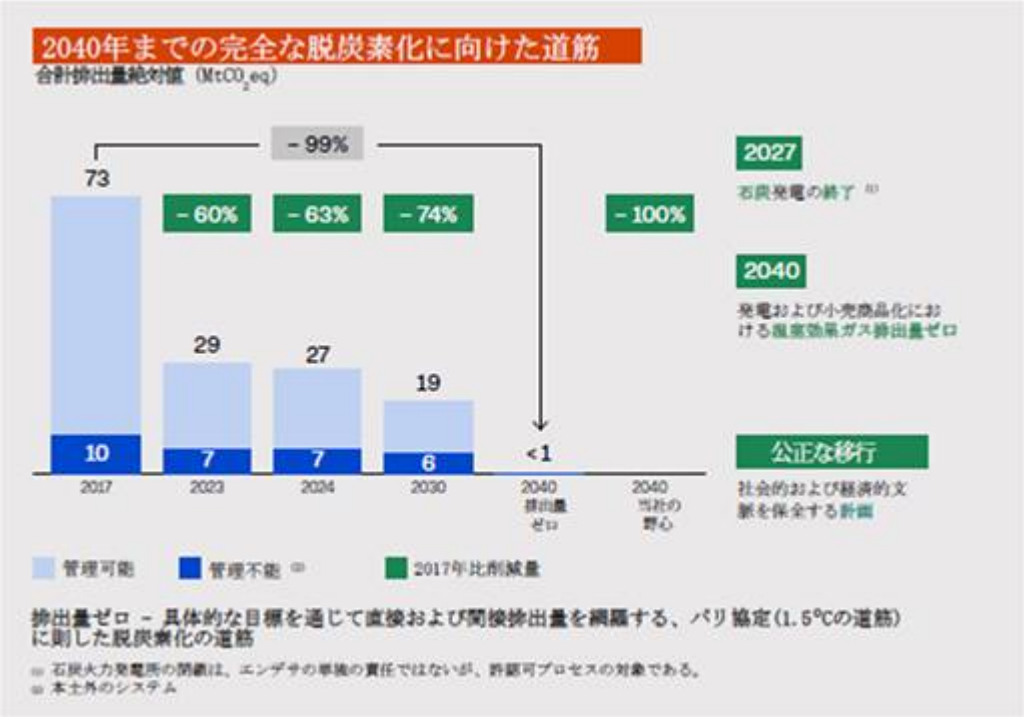
事業の基盤となる3つの柱における戦略を見直したことに伴い、取締役会全体で環境持続可能性へのエンデサの取組みを再確認した。顧客の電化への移行に伴いガス小売事業から撤退することに伴う、100%再生可能エネルギーの発電および売却によって、2040年までに排出量のネットゼロを達成するという目標は、依然として有効である。

2040年までにネットゼロ企業となることの実現に向けたロードマップは、直接排出量および間接排出量の両方の削減を含め、産業化以前の水準に比べて、世界の気温を1.5℃上昇以下に抑えることを目指す2015年のパリ協定に沿ったものである。

下表は、エンデサが2024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71%とともに示したものである。



エンデサは、2027年までにスペインにおける石炭を完全かつ段階的に廃止し、必要な管理上の許認可を受けるまで、現在は供給の安全保障上の理由で運営されているAlcudia火力発電所を閉鎖する予定である。当社は、2040年までに完全脱炭素化を達成するという野心を再確認し、100%排出のない発電およびガス事業からの撤退を目指している。



気候変動、気候戦略

気候変動

エンデサはエネルギー部門のリーディング・プレイヤーとして、気候変動に立ち向かうために低炭素経済への変革を主導することの重要性を認識している。そのため、ステークホルダーとの協働および継続的な対話の結果として、また、事業が経済的、社会的および環境的に及ぼす影響を認識した上で、エンデサは、取締役会により承認された持続可能性、環境、生物多様性および人権に関する方針に基づき、持続可能な価値を生み出すことを目的とした戦略計画の実施に沿った持続可能な開発戦略を導入した。2024年11月19日、当社がエネルギー移行の課題に取り組むための事業を導く2025年-2027年戦略計画が発表された。

人々

エンデサの労働力に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2024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に含まれている。

3 【事業等のリスク】

一般的リスク管理および統制方針

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。

一般的リスク管理および経営方針は、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。

特定される可能性のあるリスクを制御し、軽減することを目的としたエンデサの一般的リスク管理および統制方針の原則は、以下のとおりである。

	原則
エンデサの一般的リスク管理および統制方針	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。
	様々な分野およびリスク管理システムの間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。
	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。
	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。
	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。
	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。
	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。
	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。
	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。
	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。

一般的リスク管理および統制方針は、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により、また、上記それぞれの最適のリスク管理に関して設定される制限により、作成され、補足される。

一般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。

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。

主な管理組織	説明
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またはスペイン語で「CAC」)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。

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は、様々なリスクの特定、評価、監視および長期的な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。

リスク統制および管理プロセス	説明
特定	・ リスク特定プロセスの目的は、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、影響および見込みの分布の評価に基づくシナリオ分析ならびに潜在的損失の見積等、リスクの特徴に適合した様々な方法が含まれる。
監視	・ 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。

Endesa，S.A.の取締役会により設定および承認される一般的リスク管理および統制方針は、他の特定の文書および方針(Endesa，S.A.の取締役会によって承認され、リスクおよび管理の一覧が定義される「税務リスクの管理および統制に関する方針」または「犯罪および贈収賄防止方針」など)が由来する制度の中心的要素である。

さらに、会社が晒されているリスクの管理および統制への関心の高まりから、かつ、包括的な観点からのリスクの特定の複雑性の高まりを考慮すると、従業員がこのプロセスのすべての段階に参加することが重要である。この点に関して、リスク・ポストが存在し、これによって従業員は市場リスクの特定、および軽減策の提案に貢献することができ、これにより、既存のトップダウン式のリスク管理および統制体制、ならびに倫理的な違反、犯罪リスク、税務リスクおよび職業上のリスクに関連した連絡を送付するための特定のポストおよび手続を補完する。

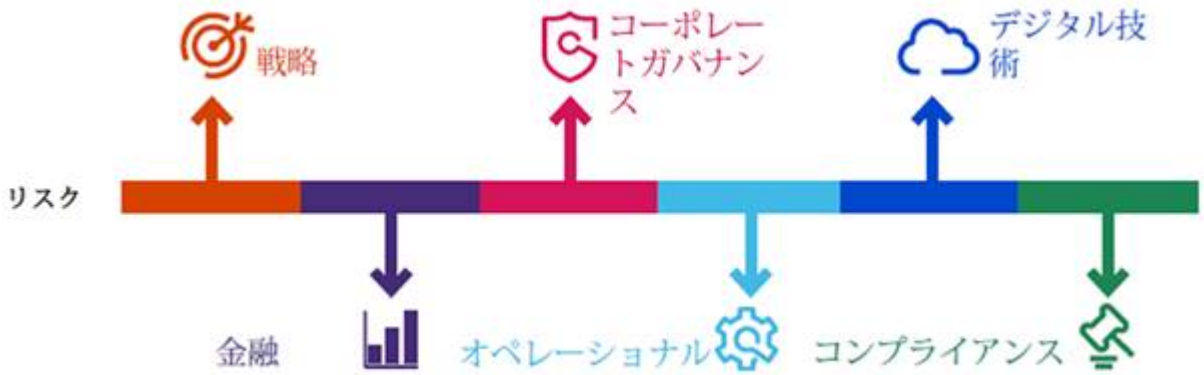
リスク管理およびデリバティブ金融商品に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41および43に記載されている。

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。

リスク管理に関するさらなる情報については、エンデサのウェブサイト(https://www.endesa.com/es/accionistas-e-inversores/gobierno-corporativo/politicas-corporativas.html)で掲載されている一般的リスク管理および統制方針を参照のこと。

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は以下のとおりである。

委員会	責務
リスク委員会	・ 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。 ・ 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。 ・ 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。 ・ 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。 ・ 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。 ・ 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。 ・ 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。

リスク委員会は、少なくとも四半期毎に招集され、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。

さらに、リスク委員会は、リスク管理および統制に関連する主要なリスクモニタリング指標および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。

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。

社内手続および運営の指示に従って、リスク統制部門は、その範囲におけるリスクに関して、以下の文書の作成を委託される。

報告	説明
リスク選好度枠組み	・ 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。
リスクマップ	・ 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。
監視報告	・ 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。

リスク統制部門は、これらの職務の実行において、特定の補足的なリスク統制および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。したがって、たとえば、税務事項において、Endesa，S.A.の取締役会は、税務ユニットの管理者、およびその職務が会社の税務に影響を与える組織の様々な分野の管理者が、税務リスクの統制および管理に関して当社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。

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報告に関する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報告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の一部である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(その承認および処理を含む。)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大幅な誤りの特定。
・ 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。

2024年、ICRSは、82のプロセスから構成された。その中で、関連団体の統制を考慮すると、1,700を超える統制活動(統制として知られる。)がある。さらに、190を超える情報技術に関連する全般統制活動(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10の事業周期を特定した。

事業循環
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. 収入循環
9. 税金
10. 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、プロセス及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**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、適用可能な場合には、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、年度末の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はなく、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「エンデサの犯罪遵守および贈収賄防止管理システム」を策定した。「エンデサの犯罪遵守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。

犯罪遵守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。2024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け取った報告についての情報は以下のとおりである。

	数		Chg.(%)
	2024年	2023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	23	12	91.7
証明された違反	5(1)	3	66.7
腐敗および/または詐欺に関連するもの	1	-	該当無し

(1) 5件の違反が特定されており、そのうちの1件は、調査対象者の私的利益による当社に対する詐欺に関するものである。その情報は、特に個人データの保護に関して、適用される規則により課される秘密保持義務の対象となっている。

主要なリスクおよび不確実性

エンデサの事業は、当社の事業運営の実績および収入に影響を与えうる外部要因を背景として行われている。

ロシアとウクライナ間の地政学的な緊張、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2024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、サイバーセキュリティ、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。

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(3)
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。	シナリオ(1)	高
		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。		
		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商業化に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他商品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(2)	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(2)	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(2)	低
		金利	エンデサは金利リスクに晒されている。	確率(2)	中
		自己資本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。		
		流動性			
		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(2)	高

デジタル技術に関するリスク	c.1およびc.2	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。		
		デジタル化	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。	-	(4)
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	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)	中
			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
		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(2)	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) (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(2)	中
コンプライアンスのリスク	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、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。		
		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対応する、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。		
コーポレートガバナンスおよび文化のリスク	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

a.1 エンデサの事業は厳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。

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、広範囲の規制に服しており、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入を決定する。

エンデサは、スペイン国市場および競争委員会(Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia – 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に服している。新しい基準の導入または既存の基準の改正は、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。

セクター別の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2024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。

また、欧州連合(EU)は、様々な加盟国に関して、特に排出、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。

新しい経済及び産業モデルの傾向およびエンデサの戦略的プランの今後の展開についての詳細は、「1 経営方針、経営環境及び対処すべき課題等 －エネルギー政策の背景－、－2025年-2027年戦略計画－、－重要な金融指標－および－事業の見通し－」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」において提供されている。

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為的な気候の変化によって影響を受ける。

エンデサは、気候変動との戦いにおいて確固たるコミットメントをしており、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(「第6　経理の状況」に含まれる2024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を参照のこと。)。

この取組みの証拠として、エンデサは、エネルギー転換の課題に対処するための当社事業について定めた2025年-2027年に関する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　2025年-2027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もの、ならびに急性及び慢性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ものを含む。

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)、センシティビティ(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。

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。

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、戦略計画を提出する。

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いている。

- 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
- 特定の限度を超えないより活発な活動に関連する費用の増加、特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割当、また、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・セキュリティー、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遮断に関連する要因を含む。)。

エンデサは、これらはとりわけ以下の問題に基づくため、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。

- 経営陣が発生すると予想する将来の事由に関する仮定、および経営陣が作成時点で履行を予定している行為
- 必ずしも実現されるとはかぎらず、経営陣の支配が及ばない可変事項に相当に依存する将来の事由および経営陣の行為に関する一般的仮定

エンデサ戦略計画は、発電および配電システムおよび設備における相当の投資努力を見越している。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とされる条件が存在しない場合、エンデサは、設備を閉鎖し、(必要に応じて)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し、したがって、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。

エンデサ戦略計画に関する情報は、「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」に記載される。

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。

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。

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によるエンデサの事業への潜在的な影響や、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、経営業績、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。

起きうる国際経済問題に加えて、エンデサは国内および国際の両方における政治的不安定に直面しており、これは、エンデサの経営業績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を含む数多くの分野に影響を与えている(「第6　経理の状況」に含まれる2024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。)。

国際的にもしくはユーロ圏の経済状況が衰退しない、または紛争がエスカレートせず、あるいは広がらないと保証することはできず、市場に重大な影響を及ぼし、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、2024年12月31日時点で、多くの顧客(10.2百万の電力顧客および1.8百万のガス顧客)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、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(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記41.6を参照のこと。)。

b)　金融リスク

b.1　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商業化に使用される電力および天然ガスの供給、ならびにその他商品の供給に大きく左右され、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。

2024年における発電および商業化セグメントの貢献利益は4,903百万ユーロであり、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。

消費	コミットメント
・　2024年中、24,707トンの石炭および2,040百万m^3の天然ガスが発電のために消費された。	・　2024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、18,184百万ユーロとなっている(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47を参照のこと。)。

エンデサは、燃料の購入および二酸化炭素(CO2)排出料の価格ならびに発電、ガスの供給および商用化事業に必要とされる資源の保証に関し、市場価格リスクを負っている。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運営(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2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記41.4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。これらの供給契約が締結された後の想定需要からの誤差は、電力または天然ガスを、契約で想定されているよりも高い価格で購入する義務を引き起こす可能性がある。見積りからの市場価格の誤差、エンデサの燃料需要に関する予想との誤差、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、これらの変化に対応するためのリスク管理戦略が不適当である場合、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、それには、契約上合意した燃料を取得するか、またはかかる燃料を取得しない場合であっても支払いをするかのいずれかを強いる、拘束力のある「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。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構築されている。用いられた当該仮定からの逸脱は、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販売する義務を生ぜしめる可能性がある。

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2024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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.2に記載される。

b.3　エンデサの事業は天然資源ならびに気候および天候の影響を受ける可能性がある。

エンデサの発電は、天然資源、発電所の利用可能性および市況のレベルに左右される。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、太陽放射および風のレベルに依存する。したがって、低水準の水力、風力もしくは太陽光資源、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存在する場合、エンデサの事業、業績、財務状態およびキャッシュ・フローは悪影響を受ける可能性がある。

再生可能エネルギー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。これは火力発電の発電量が増加することを示唆しており、費用がかかるため電力価格および買電費用の上昇を招く。降雨量、日照時間、風量が多い年は、逆の効果が起こる。資源が乏しいために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、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。

平均的な年において、水力発電は±35%、風力発電は±6.5%および太陽光発電は±4%変動し得ると見積もられた。

技術毎のエンデサの発電(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　(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。需要の季節的変化は、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複数の気候上の要因の影響に帰する。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、エンデサは契約を交渉する際、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、想定された降水量レベルおよびその他天候状況に大幅な相違があれば、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。

同様に、不利な天候状況は、ネットワーク損害および付随するサービス上の混乱により、エネルギーの通常供給にも影響を及ぼし、エネルギー供給の遅延または中断のため、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、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。

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。金利の変更は、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。

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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.1に含まれる。

b.5　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。

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、内部で資金を生み出し(自己金融)、長期コミットメント与信枠を通じて銀行の資金調達にアクセスし、流動性資金源として短期資本市場にアクセスし、および長期債券市場にアクセスできる自信がある。この債務には、銀行およびEnelグループの会社両方との長期コミットメント与信枠、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、資本市場の不安定性、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。

資金調達の不足は、支払う義務がある金額の支払いをするため、流動性の不足を相殺するべく、エンデサが資産を処分または売却することを強いる可能性があり、また当該売却は、エンデサがそれらの資産の最善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、経営業績、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。

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与信枠の下で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的な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。

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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記34.1.12および40.3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。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。

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、それぞれ「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.4および40.4に記載される。

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の信用格付けに依存す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程度において、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。

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、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。

エンデサは、商品取引、財務、商業取引の取引相手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、商業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2024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、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。

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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.5に記載される。

c)デジタル技術に関するリスク

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。

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、重要な提供サービス(たとえば原子力発電所)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。

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、また、徹底的なデジタル監視を行う。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、リスクを減じるため、職業上および個人的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。

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。

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の複雑性、量、粒状性、機能および事例の多様性を考慮し、当該部門の他の会社からこれを戦略的に際立たせている。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。

システム	支援を受ける事業プロセス
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)
技術的配電システム	・　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、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活動の管理は、効率的に活動を行い、企業目標を達成するために重要である。

d)　オペレーショナルリスク

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。

発電所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証の取得、土地購入またはリース契約の取得、機械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ず、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。

2024年11月19日にEndesa，S.A.の取締役会が承認し、市場に提示した2025年-2027年戦略計画は、2025年から2027年までの間で最大9,600百万ユーロとなる投資目標を含む。

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。

リスク	要素
新たな発電および配電設備の建設に関連するリスク	・ 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。
	・ 機械、供給品または労働力が不足し、またはその調達価格が変動すること。
	・ 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、経営業績、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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.1および23.1、「1　経営方針、経営環境及び対処すべき課題等　2025年-2027年戦略計画」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。

d.2　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。

エンデサは、以下を含む自らの活動に関連する大量の資産を有する。

活動	影響
発電	・ 2024年12月31日時点で、スペインにおけるエンデサの正味設備容量合計は21,449MWであり、そのうち17,117MWが半島の電力システムに対応し、4,332MWが半島外の領域(NPT)(バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタおよびメリーヤ)に対応していた。
配電	・ 2024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195,881平方キロメートルをカバーした。エンデサのネットワークが配電するエネルギー合計は、2024年には138,580GWhに達した。
エネルギー供給	・ 2024年12月31日時点で、エンデサは、約12百万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、また、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防止管理技術を含む、防止および保護戦略が存在する。エンデサは、その発電資産に関する85%の利用可能性という、このリスクについての許容レベルを設定している。

エンデサは、事業活動の実施において、施設における事故、労働争議および自然災害など不適切な内部手続、技術障害、人為的ミスまたは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、または環境被害を引き起こし、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。

d.3　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。

エンデサは、環境優位性を事業カルチャー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、天然資源の保全と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「環境方針」を定め、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、環境規則の対象となり、その事業運営とプロジェクトの発展の両方に影響を与え、リスクと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。あらゆる規制された会社と同様に、エンデサは以下のことを保証することはできない。

- 本規則は、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さらされており、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、排気の管理に関するリスクも含まれる。エンデサは、環境破壊、従業員や第三者への損害、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、流出および排気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。本規則の不遵守は、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。)と同様に、責任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や税金を課すこともある。環境規則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。

保険	説明
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では、12月26日付2013年第24号電気分野法に基づき、当社は、その発電所でのいかな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(原子力燃料の倉庫を含む。)や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1,500百万ユーロが補償される。2011年5月28日、スペイン政府は、放射性物質による原子力被害または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。これは、1,200百万ユーロにまで営業者の責任を高める一方で、いくつかの方法で、この責任を営業者がカバーすることも可能にする。この規則は、2004年2月12日付加盟国の議定書による共同批准後、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損害または保険契約の補償範囲を超える損害が発生した場合、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、汚染物質の排気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を遵守している。今後、当社の環境規則はさらに厳しくなる可能性がある。従来、新たな規則の承認には、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。環境に関する要件や規則に対応するために必要な資本投資の増加や営業費用などの費用の増加は予測できない。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、該当する規則の遵守に関連する費用は、エンデサの事業、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。

d.4　エンデサの保険のカバー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。

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のカバーを得ようと試みているが、保険のカバーが、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体の損失、または事業の中断があった場合、エンデサがその保険から受領する資金は、完全な資産の修理もしくは交換、または負担した損失をカバーするのに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体または一部の損失があった場合、一部機械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。

同様に、上記機械に関連した保証の対象または当該機械を交換する能力の限界は、事業を中断もしくは妨げる、または大幅に通常運営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、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。

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カバーが利用できなくなった場合に対処するため、現在実施されている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依存する。

エンデサの活動の発展のため、エンデサは、2024年12月31日時点で8,914名の従業員という労働力を有していた。エンデサがセクターにおいてその地位を引き続き維持するために、特にデジタルスキルに関する人材管理の保証が必要である。

適格な労働者の市場は非常に競争が激しく、エンデサは追加で適格なスタッフを雇用する、または十分に適格性のあるもしくは有能な従業員を、退職するスタッフの後任にすることに成功しなければならない。エンデサが必須の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。

情報は「第２　企業の概況　５従業員の状況　社会的対話」に記載されている。

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、もしくは入手可能な供給者の供給が量および/もしくは品質の点で不十分であったことによって、または供給者が提供するサービスの状態を維持できず、営業可能性および事業継続性を制限することによって、悪影響を受ける可能性がある。

エンデサの主な産業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られまたは終了した場合、エンデサは、適切な時間枠内で、または類似の条件で、重要な供給者またはサービスプロバイダーの代替者を用意することができるとの保証はない。

エンデサは、燃料、材料およびサービスの相当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を表す。
- 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、液体燃料へ重度に依存している。

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者を見つけられない場合、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や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2024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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記41.6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。特に、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。

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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50に記載される。

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、戦略的運営を行うエンデサの能力に影響を及ぼす可能性がある(「第6　経理の状況」に含まれる2024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を参照のこと。)。

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。

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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50に記載されている。

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。

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。

2024年、エンデサの税納付合計は、4,463百万ユーロであり、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、2024年に支払われた、および回収された税合計の88%超を示していた。

エンデサの税務リスクに関しては以下の点が注目に値する。

税務リスク	参照(1)	エンデサは以下を通じて当該リスクの発生を緩和する
税務当局による調査可能な課税期間ならびに当該期間中の重要な精査およびその効力	3.2o	・ 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一般的リスク管理および統制方針(「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当局への税務透明性報告（https://www.endesa.com/es/nuestro-compromiso/transparencia）の年次提出に示される協力的コンプライアンス体制への加入。 ・ 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。
不測の事態を生じさせる可能性がある重要な税務紛争	50	

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

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。

税務訴訟に関する情報は、「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50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に対応する、法人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。

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、親会社が同じく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の法人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。

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。

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(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記7.1を参照のこと。)。

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.について連帯責任を負っている。

エンデサ、Enel Green Power España, S.L.U.またはEmpresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.(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、「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50に記載される。

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。

2024年12月31日、Enelグループは、Enel Iberia, S.L.U.を通して、エンデサS.A.の株式資本および議決権の70.1%を所有しており、エンデサS.A.の取締役の過半数を指名し、結果として事業の管理および管理方針を支配することが可能になる。

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その他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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記46に記載されている。

f)　コーポレートガバナンスおよび文化のリスク

f.1　企業文化および倫理

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一環として作成する年次コミュニケーション計画に含まれている。本質的には、ブランドの経営と活性化(広告、イベントのスポンサー契約など)、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。

さらに、エンデサは、エンデサが供給者、消費者、利用者および彼らを代表する団体と揺るぎない関係ならびに継続しているコミュニケーションを維持することを保障できない。そのため、当該関係におけるいずれかの変化が、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のある、否定的な評判ならびに顧客の重大な喪失を伴うおそれがある。

訴訟および仲裁

「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50を参照のこと。

以下は、2024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。

2025年度第1四半期に、「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記50に記載されているEndesa, S.A.および子会社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。

・　1998年7月18日にアギラル・デ・セガラ(バルセロナ)で発生した森林火災に関連して、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に対して現在進行中の訴訟が１件あり、その結果、同社は総額2百万ユーロのさまざまな損害賠償請求の和解を求められる可能性がある。

・　2022年9月、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、2016年の配電網の損失の削減に対するインセンティブまたはペナルティを承認し、いくつかの企業の2016年の基本報酬を変更し、2017年、2018年、および2019年の電力小売業者の報酬を承認する2022年7月27日付省令TED2022年第749号に対して、最高裁判所に上訴を提出した。

特に、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、(i)2017年、2018年、および2019年に認められた報酬は、同社にとって明らかに不利益な検査手順の結果が含まれていることに異議を唱えている。これにより、それらの年の報酬が大幅に減少し、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.がその運営過程で発生した特定の投資と費用を認識することができなかった。さらに、(ii)Edistribución Redes Digitales, S.L.U.によって確立された2016年の配電網の損失に対する罰金の額が争われている。

この件は、審議と裁定の期日の日程を待っているところである。具体的には、2024年10月3日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.が請求を提出した。州検事は2024年10月29日にこの請求に応じた。提出された専門家報告書の批准は2025年1月16日に行われ、その後、2025年2月に、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.と州検事の両方が書面による結論書を提出した。

・　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2012年第15号に基づく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ベースの修正を要求した訴訟が進行中である。これは、2022年2月22日のTEACの決議で定められた基準を、同法の経過措置規程3に定められた遡及係数の計算に適用すべきであると考えているためである。これらの主張に基づき、Endesa Generación, S.A.U.は、過誤納金の還付を要請した。2024年3月22日、税務調査当局は5百万ユーロの還付を承認した。一方で、合計141百万ユーロの還付申請を拒否する内容の和解合意が提示され、その決定に対する異議申立てが2025年2月に中央経済行政裁判所(TEAC)になされた。

・　エネルギーおよび金融信用機関に対する臨時の課税を確立し、巨額の財産に対する一時的な連帯税を創設する一方、特定の税制を改正する(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記6を参照のこと。)、2022年12月27日付法律2022年第38号により導入された新臨時エネルギー税に関し、Endesa, S.A.は、この税金がヨーロッパおよびスペインの法律に違反しているとして、2023年2月に国家高等裁判所において実施規則に異議を申し立てた。同社は、2023年と2024年に提出された納税申告書に対して自己控訴し、361百万ユーロの追加払い戻しを要求した。

2025年3月13日、2024年の会計年度に関する検査開始の通知を受け取ったため、この会計年度に関連する自己評価の払い戻しの要求は、これらの検査手続中に対処される。

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

2024年12月31日において、当社は、本土発電18.7%、配電43.3%および最終顧客向け販売28.9%(規制緩和市場)の市場占有率を持ち、ポルトガルおよび北アフリカ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。

2024年12月31日において、当社は22,148MW(2023年は21,956MWで0.9%増)の総設備容量を有し、2024年に当社は59,780GWh(2023年は60,264GWhで0.8%減)を発電、74,376GWh(2023年は77,688GWhで4.3%減)を販売し、約10.21百万人の顧客(供給先)(2023年は10.52百万人の顧客で2.9%減)に電力を供給している。

同日現在、当社は8,914人の従業員を有し、当社の総資産は約37.345十億ユーロであった。

2024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、138,580GWh(2023年は136,363GWh)であり、配電網は320,329キロメートル(2023年は319,136キロメートル)にわたり、顧客基盤は約12.638百万人(2023年は12.548百万人)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

2024年および2023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2,057百万ユーロおよび2,463百万ユーロであった。

	注記(1)	投資 (単位：百万ユーロ)		
		2024年	2023年	% Chg.
発電および商業化		**764**	**1,192**	**(35.9)**
従来型発電(2)		306	289	5.9
再生可能発電		412	859	(52.0)
エネルギー商業化		3	3	-
その他の商品およびサービスの商業化		43	41	4.9
配　　電		**900**	**859**	**4.8**
構造、サービスおよびその他(3)		**13**	**17**	**(23.5)**
現物不動産投資および不動産投資信託合計(4)	**20.1、22**	**1,677**	**2,068**	**(18.9)**
発電および商業化		**355**	**352**	**0.9**
従来型発電(2)		12	18	(33.3)
再生可能発電		52	64	(18.8)
エネルギー商業化		251	230	9.1
その他の商品およびサービスの商業化		40	40	-
配　　電		**14**	**33**	**(57.6)**
構造、サービスおよびその他(3)		**11**	**10**	**10.0**
無形資産合計	**23.1**	**380**	**395**	**(3.8)**
総投資合計		**2,057**	**2,463**	**(16.5)**
資本費補助および施設移転		**(300)**	**(201)**	**49.3**
発電および商業化		**(22)**	**(3)**	**633.3**
従来型発電		(3)	(3)	-
再生可能発電		(19)	-	該当なし
エネルギー商業化		-	-	該当なし
その他の商品およびサービスの商業化		-	-	該当なし
配　　電		**(278)**	**(198)**	**40.4**
純投資合計		**1,757**	**2,262**	**(22.3)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) 2024年、半島外の領域(NPT)での重要な有形資産への総投資額は、合計73百万ユーロ(2023年は60百万ユーロ)であり、半島外の領域(NPT)での無形資産への総投資額は、1百万(2023年は2百万)未満だった。
(3) 構造、サービスおよび調整。
(4) 2024年、55百万ユーロ(2023年は147百万ユーロ)となる使用権に関する追加を含む。(「第6　経理の状況」に含まれる2024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21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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記20.1および23.1を参照のこと。

規制枠組み

「第6　経理の状況」に含まれる2024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を参照のこと。

2024年における規制の動向

スペインにおける規制枠組み

配電からの報酬

2024年8月12日、CNMCから2024年7月31日付の決議が官報(「BOE」)で公表され、2020年に配電施設を所有する企業の報酬が定められた。同様に、2024年11月11日、CNMCは2021年の配電の報酬案に関する公開聴聞を開始した。

2020年から2025年の期間の金融報酬率に関して、CNMCは11月12日付通達2019年第2号を承認し、当該金融報酬率の計算方法を確立し、送配電活動に対して5.580%(2020年は6.003%)の値を設定した。今後の規制期間(2026-2031年)については、10月30日付省令TED2024年第1193号が2024年10月31日に公表され、前述の11月12日の通達2019年第2号に関してCNMCが考慮すべきエネルギー政策ガイドラインが定められた。

さらに、2024年2月1日にCNMCから2024年1月18日付の決議が発表され、電力の輸送および配電以外の活動で光ファイバーを使用することに対する電力輸送および配電会社の年間報酬の調整の算出方法が確立されていることに注意する必要がある。これに伴い、2024年7月13日、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)の2024年6月27日付の決議が官報(BOE)に掲載され、2020年、2021年、2022年、2023年および2024年の調整、ならびに、2025年2月10日には2025年の調整が定められた。

最後に、2024年6月4日、MITECOは、エネルギー転換の新しい状況を考慮し、ネットワークにおける年次および複数年ごとの承認により大きな柔軟性を提供するために、この制限を見直し、現在国内総生産(GDP)の一定の割合を上限としている輸送および配電網への投資制限の変更に関する事前協議を開始した。

半島外の領域(NPT)における電力システム

2024年7月4日、BOEでエネルギー担当国務長官による決議が公表され、これらの地域の電力需要を満たすために、7月31日付国王布告2015年第738号に規定されているNPTの電気システムに対する追加報酬制度の承認のための有利な互換性決議を授与するための競争的なプロセスを求めている。システムオペレーターが作成したカバレッジレポートから導き出されたコールの対象となる電力は、2028年に合計1,361MWに達する。これらのニーズに対応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・鉱山総局は決議を出すまでに6ヶ月の猶予があった。この手続の中で、2024年12月23日、MITECOは、デジタルプラットフォーム上の競争手続で受け入れら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。

これに先立ち、2024年5月10日に5月8日付省令TED2024年第430号が公表され、燃料としての液化石油ガスの価格の計算方法が確立され、NPTsに所在する発電施設に対する追加報酬制度の新たな基準施設が定義された。この省令には、カナリア諸島のNPTで使用される可能性のある液化石油ガス(LPG)の計算方法が含まれている。さらに、8月31日付国王布告2015年第738号で規制されている競争プロセスのために、ガスエンジン用の新しい基準施設が導入された。

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

2024年4月5日、MITECOは、電力生産施設の再生可能エネルギーの経済体制を規制する11月3日付国法布告2020年第960号および再生可能エネルギーの経済体制を付与するための最初のオークションメカニズムを規制する12月4日付省令TED2020年第1161号により現在規制されている再生可能エネルギーの経済体制を修正するための公開聴聞を開始し、2020年から2025年の期間の指標となるタイムラインを確立した。

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および卸売市場価格の引き下げなど、このセクターの新たな課題に対応して、特定の報酬制度を調整する可能性を評価するための予備協議を開始した。この事前協議に続いて、2024年12月27日、MITECOは、再生可能エネルギー源、コージェネレーションおよび廃棄物からの電力生産を規制する6月6日付国王布告2014年第413号を修正に対応する国王布告草案を公表した。

自己消費

最後に、2024年10月9日、MITECOは、エネルギー転換の現在の状況における自己消費の規制基盤を更新することを目的とした、電力自己消費の管理的、技術的、経済的条件を規制する国王布告草案に関する公開聴聞を開始した。

弱い消費者、「社会的補填」(ソーシャルボーナス)または助成金

2023年1月31日、1月27日付省令TED2023年第81号が公表され、ウクライナおよび中東での紛争に起因する経済的・社会的影響に立ち向かうために採用すべき措置、ならびに干ばつの影響を緩和するために採用すべき措置である12月27日付国王布告法2023年第8号により、2023年に更新された助成金対象者が支払うべき異なる単価は、2024年に下方修正された。2024年12月28日、2024年12月26日付省令TED2024年第1487号が公表され、2025年の単価が更新された。

同様に、COVID-19およびウクライナにおける戦争の影響を背景に、近年、最も弱い消費者を保護するために、以下のような多くの対策が講じられており、その一部は最近延長された。

社会的補填の割引率の受益者に対する割引は、2024年の第1四半期から第3四半期にかけて、弱い消費者の割引率が25%から65%に、重度の弱い消費者の割引が40%から80%に引き上げられた。2024年の第4四半期には、これらの割合はそれぞれ57.5%と72.5%に減少し、2025年には6か月ごとに段階的に削減されるため、2026年1月1日からはそれぞれ35%と50%に設定される。同様に、2024年6月30日まで、割引が適用されるエネルギー制限が15%引き上げられる。

- 2024年6月30日まで、小規模消費者自主価格(*Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor - PVPC*)の対象となる勤労世帯を対象に、所得が多目的収入の公的指数(*Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples - IPREM*)の1.5倍から2倍で、成人が1人増えるごとに0.3倍、未成年が1人増えるごとに0.5倍の、40%の割引が新たに設けられた。
- 2025年12月31日まで、社会的に弱い立場にある消費者、深刻な社会的排除の恐れがある消費者に対する電気、水道およびガスの供給停止が禁止されている。
- 最初の支払請求後4か月を過ぎても不払いの状況にある弱い消費者のために、最低限のバイタル供給が確立され、最低限の快適さを保証する電力制限規制が確立され、供給が中断されない6か月間はそれを超えてはならない。
- 社会的補填助成金の適格性基準のその他の側面も変更された。具体的には、社会的補填助成金を2年ごとに自動更新することを確立する。同様に、弱い消費者のカテゴリーを決定するための新しい基準が確立されており、これは現在、結婚、内縁関係、2親等血族関係、親族関係、養子縁組などによって同じ家に一緒に住んでいる人々で構成される同居単位に基づいている。基本的な閾値は、14回の支払いについてIPREMインデックスの1.5倍に設定されており、世帯の成人が1人増えるごとに0.3倍、未成年が1人増えるごとに0.5倍増加する。社会的補填助成金の受益者には、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(高い依存度、ジェンダーに基づく暴力、テロなど)には1ずつ引き上げられ、深刻に弱い消費者では50%引き下げられる。

さらに、10月5日付国王布告法2018年第15号に規定された任務に関して、2019年4月5日、閣僚評議会は2019年から2024年までのエネルギー貧困に対する国家戦略を承認した。このスキームは、エネルギー貧困および弱い消費者の概念を定義し、健康、個人、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、行動方針を特定し、削減目標を設定する。

エネルギー貧困に対する国家戦略は、問題の根本的かつ長期的に取り組もうとする構造的措置を徐々に重視する移行ツールとして、給付制度(電力および熱の社会的補填割引率)を維持および改善する必要性に基づいている。

さまざまな種類の燃料貧困を分析し、適切に監視するために、採用されている主な公式指標は、ヨーロッパエネルギー貧困オブザバトリーが使用する指標である(収入に対するエネルギー支出、隠れたエネルギー貧困、住居を適切な温度に保つことができない、請求書の支払いが遅れている)。2008年から2017年にかけてこれらの指標の中で最も低い値を改善し、EUの平均を改善するために、この戦略は2025年までに2017年と比較して25%の最小削減目標を設定し、50%の削減目標を達成することを目標としている。このエネルギー貧困に対する国家戦略の実施のために、運用計画が想定されており、その管理と監視はエネルギー多様化貯蓄研究所(*Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía* - IDAE)に対応している。

承認された国家エネルギー貧困戦略の時間枠は5年間(2019-2024)であった。2024年1月24日、環境移行・人口課題省(*Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* - MITECO)は、2025年から2030年にかけてこの戦略を更新するための公開聴聞を開始した。

送電網および配電網へのアクセスおよび接続の許可に関する規制

最後に、送電網へのアクセスに関する入札のうち、Justa de Garoña 220 kV(Burgos)、Guardo 220 kV(Palencia)、Lada 400 kV(Asturias)、Mudéjar 400 kV(Teruel)およびLa Robla 400 kV(León)の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および同期貯蔵設備の送電網アクセス容量のコンセッションに適用される手続および要件を規定する4月9日付省令TED2024年第345号が2024年4月18日にBOEに公表された。

エネルギー効率

成長、競争力および効率性のための緊急措置に関する10月15日付法律2014年第18号は、エネルギー効率の分野で、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基金を設立した。

さらに、2023年1月25日には、1月24日付国王布告法2023年第36号が公布され、7月18日付省令TED2023年第815号により一部開発された省エネルギー証明書(ESC)の制度が制定された。同様に、7月18日付省令TED2023年第845号は、エネルギー効率行動のための標準化措置のカタログを承認した。

2024年3月23日、2024年の国家エネルギー効率基金への拠出を義務付ける3月20日付省令TED2024年第268号が公表された。エンデサは、2024年に99百万ユーロ相当の資金を基金に拠出する予定で、そのうち少なくとも35%は資金拠出で賄われる。その義務の残りの部分は、ESCを提示することで満たすことができる。

最後に、2024年12月23日、MITECOは、2025年の国家エネルギー効率基金(*Fondo Nacional de Eficiencia Energética* - FNEE)へのエネルギー節約義務を確立する省令案に関する公聴会および公開情報を開始し、エンデサは132百万ユーロ相当の経済額を想定し、そのうち少なくとも15%を基金への財政的拠出で賄わなければならないと想定している。残りの義務は、ESCを提示することによって果たされるべきである。

2024年の電気料金

2023年12月25日、2023年12月21日付CNMC決議がBOEで公表され、2024年1月1日付で適用される送電網および配電網へのアクセス料金の価格が確立され、2023年1月1日付で施行されている価格に対して平均1.1%の削減に相当する。

2024年の料金に関連して、12月27日付国王布告法2023年第8号は、ウクライナおよび中東で進行中の紛争の経済的および社会的影響に対処し、また、下記で説明する、干ばつの影響を緩和するための措置を採択し、2024年に適用される料金を承認する省令が承認されるまで、2023年の料金を延長した。これに関連し、2月9日付省令TED2024年第113号が2024年2月14日にBOEに公布され、2024年課税年度の電力システム料金および様々な規制費用の価格を設定し、2024年2月15日から2023年の料金水準を維持した。

第7次一般的放射性廃棄物計画(GRWP)

2020年、MITECOは、第7次一般的放射性廃棄物計画(GRWP)の環境戦略的通常評価手続を開始した。これは、使用済原子力燃料を含む放射性廃棄物の管理ならびに原子力施設の解体および廃止措置に関する政府の方針を更新する文書である。GRWPの環境戦略的宣言は2023年7月27日に公表された。

最終的に、本計画は、2023年12月27日に大臣評議会によって承認され、2024年1月8日付でBOEで公表された。この点に関して、公開聴聞後および前述の第7次計画に定められた将来の費用の見積もりを考慮した、非課税の公共資産給付に関連する固定単一関税を変更する2024年6月25日付国王布告2024年第589号が6月26日にBOEで公表されたことにより、Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. S.M.E.,(Enresa)のサービスが稼働中の原子力発電所に融資を受けており、この単一レートの値は10.36ユーロ/MWhに設定され、2024年7月1日に発効する。

電力集約型消費者のための法令

2023年6月14日、電気集約型消費者法を規制する12月15日付国王布告2020年第1106号を修正する6月13日付国王布告2023年第444号が公布された。この国王布告は、2020年に可決された電気集約型消費者法を改正するもので、特定の産業施設が電気集約型消費者としての認証を申請するための要件を規制したものである。この改正により、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、特定の要件が軽減されたため、受益者の数が増加した。再生可能エネルギーに対する特定の報酬制度のコストと、すべての活動に対する現在の85%から変更された半島外電力システムのコストを補うために、以下の最大限の支援が更新された。リスクが大きいセクターは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%または再生可能な自己消費で消費量の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)、また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)に対して一定の閾値を超えている場合)はより大きな割合とする。そのような状況下でも、受益者が負担する料金が0.5ユーロ/MWh以下になることは決してなかった。

また、以下に示すように、電気集約型消費者の証明書を保持している消費者は、2024年12月31日まで、配電網および送電網へのアクセス料金が一時的に80%削減された。2024年12月24日、12月23日付国王布告法2024年第9号が、この削減を2025年12月31日まで延長する法律としてBOEで公表された。しかし、2025年1月22日に開催された議会本会議は、最終的に本12月23日付国王布告法2024年第9号の承認を却下したため、廃止され、効力を失った。

12月27日付法律2022年第38号は、エネルギー会社と金融信用機関に対する一時的な課税を確立し、高富裕層に対する一時的な連帯税を創設し、特定の税制を改正する。

2022年12月28日、BOEが公布した本法律のエネルギー税に関連する主な側面は次のとおりである。

- 2023年と2024年の間に、支払義務の開始前暦年(暦年の初日に開始)におけるスペインでの事業から得られた純収益の1.2%の一時的な課税を設定した(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記51を参照のこと。)。

- 純収入には、炭化水素税、カナリア諸島の石油ベースの燃料に対する特別税、ならびにセウタおよびメリーヤの石油ベースの燃料に対する補完的な課税による収入は除外する。また、規制価格での供給(電力のPVPC、ガスのTUR、ボトル入りLPGおよびパイプラインLPG)、電力および天然ガスの送電網および配電網からの規制収入、および半島外の領域での規制報酬および追加報酬の生成を含むと理解される規制活動からの収入、市場からの収入と経済派遣からの収入を含む、設備からのすべての収入も純収益から除外する。
- この課税は、2019年の年間純収益が年間1,000百万ユーロを超えるエネルギーセクターの主要な事業者である個人および法人、または主要な事業者として分類された活動の2017年、2018年および2019年の純収益がそれぞれの年の総純収益の50%を超えている個人および団体に適用される。さらに、スペインで原油、天然ガス、石炭採掘または石油精製の生産に従事し、引当金の支払義務の開始前年に抽出、鉱業、石油精製、または原料化製品の製造における事業活動から少なくとも75%を生み出した個人または法人をエネルギー部門の主要な事業者と定めている。
- 企業が連結税制に基づいて税金を支払う税務グループの一部を形成する場合、事業からの純収益はこのグループを参照して決定される。
- この課税は、非課税の公的財政拠出金の法的地位を持ち、法人税の基本税率に関して税控除の対象となる費用とは見なされず、第三者に転嫁することもできない。

12月20日付法律2024年第7号は、2024年12月21日に公布され、12月27日付法律2022年第38号の第1条を廃止し、それまで施行されていた一時的なエネルギー税を支える法的枠組みを排除した。しかし、2024年12月24日、12月23日付国王布告法2024年第10号が公表され、2025年に適用される新たな一時的なエネルギー税が規制された。この新しい税は、基本的に12月27日付法律2022年第38号の内容を再現し、2024年からの純収入の1.2%に相当する割り当てを持ちながら、戦略投資を行うための非分配準備金に対する引当金の額と同じ減額を組み込んでおり、この場合減額はいかなる場合にも賦課金の60%を超えてはならない。しかし、2025年1月22日に開催された議会本会議は、本12月23日付国王布告法2024年第10号の承認を正式に却下したため、廃止され、効力を失った。

国家エネルギー委員会(*Comisión Nacional de la Energía* - CNE)の立て直しのための法案

2024年1月20日、環境移行・人口課題省(「*Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* – MITECO」)は、CNEを立て直すための法案の公聴会手続を開始した。本委員会の役割は、脱炭素化という新たな目標を含め、エネルギー市場の適切な機能を監視することに焦点を当てる。この法案には、次のような側面がある。

- 新しい委員会は、独自の法的地位、有機的および機能的な自律性、独自の予算、および政府、行政、および市場からの完全な独立性を備えた公法機関になる。また、議会および司法の監督にも従うことになる。

- 電力、液体炭化水素、天然ガス、グリーン水素およびその他の再生可能ガス市場に対する監督および制御機能を持つ。さらに、検査、制裁および仲裁の機能を実行し、情報とサポートを提供し、代理人および消費者から提起された苦情に対処する。最後に、管轄下にある業界のアクセス料金ならびに手数料、価格、料金および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リー機能も提供する。
- 委員会の評議会は、7人のメンバー(会長、副会長および5人の評議員)で構成され、任期は更新不可能な6年である。委員会には、電力、炭化水素および新燃料の3つの部門ならびに検査が含まれる。
- 新しいCNEは、法律の承認から最大4か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、この法案は、電力およびガス部門のアクセス料金、手数料、料金、価格、および規制報酬の決済のための収入と支払いを管理するための、電力およびガス部門決済の経済・金融管理基金(「*Fondo para la Gestión Económico-Financiera de las Liquidaciones del Sector Eléctrico y del Sector del Gas* – FGLSEG」)の創設を規定している。また、一般国家予算でこれらの部門に対して設定されている振替金と同様である。

2024年9月24日、閣僚評議会はCNEの立て直しに関する法案を承認し、下院に送付した。

ロシア・ウクライナ紛争に起因する危機に関連して採択された特定の措置の2024年までの延長

ウクライナおよび中東での紛争に起因する経済的・社会的影響に対処し、干ばつの影響を緩和するための措置を採択した12月27日付国王布告法2023年第8号および財政、エネルギーおよび社会問題における緊急措置を採択した6月26日付国王布告法2024年第4号により、以前に承認された措置が延長され、新たな措置が採用された。注目すべき対策には、次のようなものがある。

- エネルギー税制については、2023年12月31日まで有効だった付加価値税(VAT)の軽減税率5%が、2024年全体では電力で10%に引き上げられ、天然ガスでは2024年3月31日まで引き上げられた。また、2023年12月31日まで0.5%だった特別電気税の軽減税率は、2024年第1四半期に2.5%、2024年第2四半期に3.8%に変更される。発電額に対する税率については、2024年第1四半期に3.5%、2024年第2四半期に5.25%、その後7%に変更される。
- 社会的保護の分野では、不払いの場合における弱い消費者への基本的な電気、水道、ガスの供給を遮断する禁止は、2024年12月31日まで延長される。同様に、弱い顧客向けの社会的補填の累進的な割引は、規模は縮小しながらも2025年6月30日まで延長され、最終的な割引は2025年7月1日から弱い消費者が35%、深刻に弱い消費者が50%になる。

- 料金および手数料に関しては、エネルギー集約型産業の送電網および配電網に適用されるアクセス料金の80%割引は、2024年12月31日まで維持される。また、2023年度のシステム手数料の暫定剰余金の62.5%相当額を2024年度に配分する予定である。2023年の残りの剰余金は、2025年の電気システムのコストを相殺するために使用でき、手数料を通じて賄われる。さらに、スペインの半島外の領域(NPT)における電力生産の追加費用に関連する決済を担当する期間の別勘定に2020年と2021年のプラスの暫定残高がある場合、この残高の最大70%を、2019年の一般国家予算に請求される半島外の領域(NPT)における電力生産の追加費用の決済システムに振り替えることができると規定されている。残りの残高は、5%が2023年、95%が2024年に割り当てられる。
- 再生可能エネルギー事業の展開については、一定の行政上のマイルストーンを達成するための規則で定められた期限が延長された。例えば、2017年12月31日以降、この規制以前にアクセス許可と接続許可が付与されたプロジェクトの場合、建設の行政許可を取得する期限がさらに6か月延長され、2024年7月25日まで延長される。さらに、これらのプロジェクトは、国王布告法の発効から3か月以内、または建設の行政許可日のいずれか遅い方から、最終的な運転許可の取得期限を2020年7月25日から最大8年間延長または、アクセス許可を取得するための延長のいずれか遅い方を要求することができる。さらに、電気部門に関する12月26日付法律2013年第24号が改正され、再生可能エネルギーオークションに合計スコアの最大30%の非経済的基準を含めることができるようになった。

2024年12月24日、BOEは経済、税、運輸、社会保障問題に関する緊急措置を採択する12月23日付国王布告法2024年第9号を公表し、社会的脆弱性の状況に対処するためのその他の措置を拡大した。この国王布告法は、他の側面の中でも特に、弱い消費者に対する電気、水道およびガスの遮断の禁止を2025年12月31日まで延長し、弱い顧客に対する社会的補填の段階的な割引のルートを変更し、2025年7月1日からではなく2026年1月1日から弱い消費者に35%、深刻に弱い消費者に50%の最終割引を適用する。

また、2025年12月31日まで、電気集約型産業向けの送電網および配電網へのアクセス料金の80%割引を延長する。しかし、2025年1月22日に開催された議会本会議は、本12月23日付国王布告法2024年第9号の承認を最終的に却下したため、廃止され、効力を失った。

しかし、2025年1月28日、閣僚評議会は、1月28日付国王布告法2025年第1号を承認した。この国王布告法は経済、運輸、社会保障の分野における緊急措置および脆弱な状況に対処するための措置を承認するもので、廃止された12月23日付国王布告法2024年第9号に含まれる措置の一部を含んでおり、具体的にはエネルギー部門については、供給削減の禁止の延長や社会的補填の割引経路の変更を通じて、弱い消費者を保護するための措置が維持されている。

供給および契約に関する一般規則を承認し、電力の商業化におけるマーケティング、集約、および消費者保護の条件を定める国王布告法草案に関する協議

2024年7月31日、環境移行・人口課題省(MITECO)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制を統合し、現在の現実と新しいビジネスモデルに適応させることを目的とした国王布告法草案に関する協議を開始した。以下は、国王布告法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、電話による広告および契約慣行に従事することを禁止する。さらに、申請は、現物市場に連動した動的価格を持つ契約である必要がある。
- マーケティング活動に参加するには、十分な財務能力と経済的支払能力を証明すること、および義務違反に対する欠格手続を定めることが条件となる。
- 送電または配電を問わず、供給者とグリッドオペレーター間の情報交換の義務が新たに設けられる。
- 2026年からは、電力供給者の変更期限が現在の21日間から24時間に短縮され、移行期間中は消費者の要請から2週間以内に変更が行われる。
- 電力供給契約については、原則として年間契約が均等に自動更新されることから、規制緩和市場では、消費者と供給者がより長い期間を合意する可能性や、複数の供給者と同時に契約するオプションが導入されている。1年以上続く契約の場合、契約とその更新は、消費者がいつでも違約金なしで終了することができる。
- 送電網に接続している顧客向けの第三者アクセス契約については、配電事業者の代わりに、送電事業者と第三者グリッドアクセス契約を締結するための新しい要件が定められている。
- 1か月以内に会社から好ましくない回答があった場合、顧客オンブズマン、自治コミュニティまたは都市、もしくは裁判外紛争解決システムを通じて、新しい苦情チャネルへのアクセスを含む、多くの消費者保護措置が導入されている。供給者が追加の消費者保護メカニズム(顧客オンブズマン)を自発的に開発するオプションが導入された。顧客オンブズマンの決定は会社にとって拘束力があり、2か月以内に解決する必要がある。
- 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。

2024年天然ガス料金

- 2023年12月29日、エネルギー政策・鉱山総局の2023年12月28日付の決議が公表され、2024年1月1日から適用される天然ガスのラストリゾート料金(*Tarifa de Último Recurso* - TUR)が公表され、ラストリゾート料金1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)およびラストリゾートタリフ3(LRT3)はそれぞれ約6.5%、7.9%、8.5%増加した。さらに、10月18日付国王布告法2022年第18号で導入された不動産所有者協会に適用されるLRTは、約4.8%から6.8%の増加が見込まれる。
- その後、2024年3月29日、エネルギー政策・鉱山総局による2024年3月26日付の決議が官報(*Boletín Oficial del Estado* - BOE)に掲載され、2024年4月1日から天然ガスのLRT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(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)およびラストリゾートタリフ3(LRT3)はそれぞれ、税別平均で10.1%、12.1%、および13%引き下げられる。
- さらに、2024年5月30日、スペイン国市場および競争委員会(CNMC)は、2024年5月23日付の決議を公表し、2024年10月1日から2025年9月30日まで適用される2025年のガス輸送、ローカルネットワークおよび再ガス化ネットワークのアクセス通行料を設定し、現在の値に対して、ガス輸送通行料を16%削減、ローカルネットワークアクセス通行料を11%増加、再ガス化活動の通行料が21.6%増加した。

- 2024年6月29日、BOEに掲載されたエネルギー政策・鉱山総局の2024年6月27日付の決議により、2024年7月1日からの天然ガスのLRTが公表された。個々のLRT(LRT1、LRT2およびLRT3)の現在の価格は、規制で規定されているように、原材料のコストが前四半期と比較して2%以上増加または減少していないため、維持されている。
- 最後に、2024年9月28日、エネルギー政策・鉱山総局の2024年9月26日の決議がBOEに発表され、2024年10月1日以降の天然ガスのラストリゾートタリフ1(LRT1)、ラストリゾートタリフ2(LRT2)、ラストリゾートタリフ3(LRT3)について、それぞれ5.3%、11.9%、14.7%のラストリゾートタリフが発表された。

送電網計画

- 2023年12月23日、12月21日付省令TED2023年第1375号がBOEで公表され、2030年を期限とする送電網の開発を提案する手続が開始された。この省令に基づき、2024年3月31日までに、すべての利害関係者が開発提案を2025年-2030年の計画手続に提出する参加型プロセスがあった。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が定めた基準に基づき、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年-2030年送電網開発計画の戦略的環境評価に関する事前協議を開始した。
- その後、2024年4月16日、閣僚理事会は、MITECOの要請により、2026年の送電網開発計画の具体的な修正を承認した。

孤立性高レベル低気圧(IHLD)による被害に対する即応・復興・再開計画を強化するための緊急措置

孤立性高レベル低気圧(IHLDまたはスペイン語で「DANA」)による自然災害が各自治州、特にバレンシア自治州で発生したことを受け、スペイン政府は11月5日付国王布告法2024年第6号により、被災者を支援し、被災したインフラ、商品、サービスの状態を回復するために、2024年10月28日から11月4日の間にさまざまな自治体で発生した孤立型高レベル低気圧(IHLD)による被害に対応するための緊急措置を採択し、および11月11日付国王布告法2024年第7号により、2024年10月28日から11月4日の間に各自治体で発生した孤立型高レベル低気圧(IHLD)による被害に対応するための緊急対応計画、復興、再開計画を推進するための緊急措置を採択する一連の措置を承認することに同意した。

エネルギーに関する主な対策には、次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および天然ガスの供給地点では、供給契約および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が、その停止および再稼働において、最終消費者に費用はかからない。
- 例外的に、2025年12月31日まで、IHLDの影響を受ける自治体にある供給地点の電力供給契約は、代替申請を契約するために一時的に停止または変更される場合がある。2025年12月31日以降、3か月以内に、再アクティベーションを申請でき、最大5日以内に、特定の条件に従って消費者に費用をかけずに解決する必要がある。

- 例外的に、2025年12月31日まで、ローカルネットワーク通行料レベルRL1以上でカバーされている供給ポイントの保有者、または単一の顧客である液化天然ガス(LNG)衛星プラントを持つ供給ポイントの所有者は、2024年10月28日より前の各契約について、その期間に関係なく、契約された日次流量の変更または適用される通行料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、電力、石油製品、天然ガスおよび水の供給を停止することはできない。
- 例外的に、2024年と2025年に委託された、IHLDの影響を受ける自治体の送電網および配電網の再構築のための投資は、電力システムによる報酬の対象となるが、電力システム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および天然ガス供給契約に対応する請求書は延期される。

ヨーロッパにおける規制枠組み

ヨーロッパにおけるエネルギーおよび環境

6月30日の欧州議会および理事会の規則(EU)2021年第1119号は、気候中立を達成するための枠組みを定め、欧州気候法規則を改正し、2030年までに温室効果ガス(GHG)の正味排出量を1990年のレベルと比較して少なくとも55%削減するという欧州の目標を定めている。

2021年7月14日に欧州委員会が発表した「Fit for 55」パッケージは、この目標の達成を支援するためにEU法を改正および更新するフレームワークである。以下の規定は特に注目に値する。

2023年5月16日、*排出量取引制度*(ETS)を改訂する指令2023年第959号が欧州連合官報(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修正し、2030年に2005年比で62%の削減目標を設定した。特に、航空証書の自由配分が廃止され、海上航行が盛り込まれ、道路輸送や建物に対する新たな排出システムが導入された。

2023年5月16日、欧州連合官報(OJEU)に規則(EU)2023年第956号が掲載され、*炭素国境調整メカニズム*(CBAM)が定められ、電気を含む特定の製品の二酸化炭素(CO_2)輸入の価格が設定された。

2024年4月26日、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年第857号(*努力分担規則*)が欧州連合官報(OJEU)に掲載された。これにより、各加盟国の建物、欧州の道路および海上輸送、農業、廃棄物および小規模産業の排出削減を目標設定することで強化している。

また、エネルギー効率に関するエネルギー効率指令(EU)2023年第1791号の改訂版は、2023年9月20日付で欧州連合官報(OJEU)に掲載された。2020年に計算されたベースラインと比較して、2030年にEUのエネルギー消費削減目標を11.7%にするという義務的な目標を掲げるなど、野心的な増加が注目に値する。最終顧客レベルでのエネルギー効率義務スキームについては、年間削減義務が2024年-2025年に0.8%から1.3%、2026年-2027年に1.5%、2028年-2030年に1.9%に増加する。

2023年9月22日、欧州連合官報(OJEU)に代替燃料インフラの導入に関する規則2023年第1804号が公表され、ゼロエミッション車の販売に伴う充電容量の拡大と、主要高速道路への充電・給油ポイントの設置(充電は60㎞ごと、水素燃料補給は200㎞ごと)が義務付けられた。航空および海事部門は、特定の条件下で、主要な港湾や空港で電力へのアクセスを提供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年第2413号の改訂版は、2023年10月18日付で欧州連合官報(OJEU)に掲載された。その新機能の中には、2030年に欧州連合(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で賄うという目標があり、45%の達成を目指すとともに、許可に関しては、いわゆる「*再生可能エネルギー加速ゾーン*」の内外に位置するプロジェクトを区別する許可を迅速化する措置の承認がある。また、再生可能と見なされるためにガスが満たすべき特定の要件も定めている。2つの委任された行為は、水素などの非生物学的起源のガスが再生可能と見なされるための基準を完了する。

2024年5月8日、建物のエネルギー性能に関する指令(EU)2024年第1275号が欧州連合官報(OJEU)に掲載された。この指令は、2050年までにゼロエミッションの建物ストックを達成することを目的として、建物のエネルギー性能の向上と温室効果ガス排出量の削減を促進する。これは、地域の特性と気象条件、室内環境品質要件、および費用対効果を考慮に入れている。電気自動車に関しては、新築および改装された建物では事前配線が義務付けられ、充電ポイントの最小数が増える。

2024年5月31日、再生可能エネルギーの許可手続の迅速化を目的とした5月13日付欧州委員会の勧告(EU)2024年第1343号が、欧州連合官報(OJEU)に掲載された。具体的には、再生可能エネルギーおよび関連インフラプロジェクトのための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、5月14日付規則2024年第1610号が欧州連合官報(OJEU)に掲載され、新型大型車両の二酸化炭素(CO_2)排出性能基準を強化し、報告義務を統合した。この規制は、2040年までに新しい大型車の二酸化炭素(CO_2)排出量を90%削減し、2035年までに新しい都市バスの二酸化炭素(CO_2)排出量を100%削減することを定めている。

2024年6月28日、ゼロネットエミッション産業規制である規則(EU)2024年第1735号が欧州連合官報(OJEU)に掲載され、ゼロネットエミッション技術のための欧州の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。

2024年7月15日、欧州連合(EU)のエネルギー部門からのメタン排出量の正確かつ正しい測定、定量化、監視、報告および検証のためのルールを確立することを目的とする、エネルギー部門におけるメタン排出量の削減に関する規則(EU)2024年第1787号が欧州連合(EU)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ルールに関する指令2024年第1788号および規則2024年第1789号が欧州連合官報(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の条件が定められた。このパッケージの主な目的は、再生可能ガスと低炭素ガスの市場への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最大ブレンド率を2%に設定すること、およびEUの水素インフラの計画と開発を調整する新しい独立した水素エンティティ(*EU Entity for Hydrogen Network Operators - ENNOH*)の創設。EU諸国からのガスの共同購入は、任意ベースで維持されている。

エネルギー価格高騰対策

担保の問題については、2024年3月6日に、12月19日付委任規則(EU)2013年第153号を改正する委任規則(EU)2024年第818号が公表された。この規則により、非金融清算機関は、2024年9月7日まで、エネルギーデリバティブの清算機関に対して無担保の銀行保証を利用することができた。

電力市場改革

2024年5月21日、欧州連合(EU)の理事会は、欧州連合の電力市場設計の改革を承認し、規制規定が2024年6月26日付で欧州連合官報(OJEU)に掲載された。これには、EUの電力市場設計の改善に関する12月11日付指令(EU)2018年第2001号および6月5日付(EU)2019年第944号を改正する6月13日付指令(EU)2024年第1711号、ならびにEUの電力市場設計の改善に関する6月5日付規則(EU)2019年第942号および、6月5日付(EU)2019年第943号を改正する6月13日付規則(EU)2024年第1747号などが含まれる。この改革の主な要素は次のとおりである。

- 電力購入契約(*PPAs*)を奨励し、新しい風力、太陽光、地熱、水力および原子力プロジェクトのための差金決済取引(「*CfDs*」)を使用することにより、価格変動から顧客を保護するために再生可能エネルギー(およびクリーンテクノロジー)を促進する。
- 柔軟性メカニズムを強化し、目標を示し、加盟国が需要管理または貯蔵管理を支持する支援システムを導入する可能性を示す。
- 消費者保護の強化:商業化企業に対する適切なヘッジ戦略の要求、最後の供給者像の創設、危機発生時の加盟国の権限付与、家庭や中小企業(SMEs)に対する規制価格の拡大、弱い人々の断絶に対する保護の強化などの側面がある。
- グリッド報酬の方法論では、グリッドのニーズを予測する投資を考慮する必要がある。
- 最後の手段としてのキャパシティメカニズムの適格性を撤廃し、欧州委員会に対して、その承認プロセスを合理化および簡素化する方法を検討する権限を削除する。

一方、2023年3月14日、欧州委員会は卸売エネルギー市場の健全性と透明性に関する規則(REMIT)を改正する提案を提出し、2024年4月17日には、卸売エネルギー市場の健全性と透明性(REMIT)に関する規則(EU)2024年第1106号が欧州連合官報(OJEU)に掲載され、2024年5月7日に発効した。この規則は、前身の規則を改訂し、卸売エネルギー市場での活動に関する追加の報告要件を定めている。この規則は、エネルギー規制当局協力庁(ACER)に委ねられた権限を大幅に拡大し、罰則と調査の権限を付与する。また、内部情報や市場プレーヤーの定義などの概念を明確にすることも目指している。さらに、市場濫用規制から取られた新しい規定を導入し、場合によっては市場プレーヤーの義務を複製する。この提案は、エネルギー規制当局協力庁(ACER)に委ねられた権限を大幅に拡大し、罰則と調査の権限を付与する。

金融規制

2022年10月、欧州委員会は10月18日付委任委員会規則2022年第2310号を採択し、コモディティおよびその他のOTCデリバティブ契約に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。

店頭デリバティブ、中央清算機関、取引情報蓄積機関(EMIR)に関する規則について、欧州委員会は2022年12月7日、規則を改正する提案を採択した。EMIRの最終文書は、2024年11月19日に欧州議会で承認され、理事会で採択され、2024年12月4日付で欧州連合官報(OJEU)に掲載された。この規則は、2024年12月24日から適用されるが、清算義務と閾値の計算を改正する条項は例外であり、それらを実施する規制技術基準が発効するまで適用されない。

最も重要な変更点は、清算閾値のポジションの計算方法である。この計算には、欧州連合(EU)法に基づいて認可または承認されている中央清算期間で清算されていないデリバティブのみが含まれることが定められている。同様に、グループ内取引のレポート免除は維持される。一方、中央清算期間は、銀行保証および流動性の高い公的保証を担保として受け入れることが認められているが、これらは決済期間内に要請に応じて無条件に利用可能である。

同様に、2023年3月7日、証券市場および投資サービスに関する法律2023年第6号がBOEで公表された。この法律は、COVID-19危機(いわゆる「MiFIDクイックフィックス」)からの回復に貢献するため、開示要件、製品ガバナンス、ポジション制限に関する5月15日付指令EU2014年第65号および投資会社への適用に関する6月26日付指令EU2013年第36号および5月20日付指令(EU)2019年第878号を改正する、2月16日付欧州議会および理事会のスペイン法指令(EU)2021年第338号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て、補助事業免除を適用する意図を規制当局に通知する要件を廃止する。さらに、この指令は、取引センターの外部で金融的に決済される商品またはそのデリバティブに対するネットオープンエクスポージャーに基づいて、3,000百万ユーロの閾値を超えない、活動が補助的であると見なすための第3の基準を導入している。これらの規定は、投資会社および投資サービスを提供するその他の事業体の法制度に関する11月8日付国王布告2023年第813号でさらに発展しており、さらに、補助的な活動の免除に基づいて免除される場合でも、ポジション制限のシステムが適用されることを明記している。

この指令はまた、ポジション制限システムを改正し、重要または重大と考えられるデリバティブに限定している。金融商品、取引の参加資格、市場性のある証券の登録および市場インフラに関する11月8日付国王布告2023年第814号は、これらの規程を施行している。

さらに、2024年3月8日には、金融商品市場に関する*金融商品市場指令*(MiFID)と*金融商品市場規制*(MiFIR)が公表された。これに関して、指令は、それぞれ2024年7月31日および2025年7月31日より前に提出する欧州委員会による2つの報告書の作成を要求していることは注目に値する。これらの報告書は、コモディティ・デリバティブ市場または二酸化炭素(CO_2)排出枠デリバティブ市場の流動性と適切な機能への貢献度、グループ・レベルでの活動が主要な活動に付随すると考えるべき時期を決定する基準、ポジション・リミットおよびポジション管理支配体制を評価する。

規制の観点について、2025年第1四半期の主な展開は以下のとおりである。

スペインにおける規制枠組み

ロシア・ウクライナ紛争から生じる危機に関連してとられた特定の措置の2025年までの延長

2024年12月24日、官報(BOE)は、経済、税、運輸、社会保障に関する緊急措置を採択し、12月27日付国王布告法2023年第8号および6月26日付国王布告法2024年第4号で採択された社会的脆弱性の状況に対処するための特定の措置を拡大するための12月23日付の国王布告法2024年第9号を公布した。しかし、2025年1月22日に開催された議会本会議は、本12月23日付国王布告法2024年第9号の承認を最終的に却下したため、廃止され、効力を失った。一方、2025年1月28日、閣僚評議会は1月28日付国王布告法2025年第1号を承認した。このRDLは、経済、運輸および社会保障問題における緊急措置を制裁するだけでなく、脆弱性のある状況に対処するものである。これには、廃止された12月23日付国王布告法2024年第9号の措置の一部が含まれ、特にエネルギー部門の社会的保護の分野で以下の措置を維持している。

- 未払いの場合、弱い消費者への基本的な電気、水道およびガスの供給の遮断の禁止は、2025年12月31日まで延長される。
- 弱い消費者に対する社会的補填の段階的な割引は、2025年6月30日まで延長され、これらの割引の減少傾向を修正し、2025年7月1日以降、弱い消費者は35%、深刻に弱い消費者は50%の割引となる。

グリッドへのアクセス料金の方法に関する通達2025年第1号

2025年2月5日、スペイン国家市場および競争委員会(CNMC)は、電力輸送および配電網へのアクセス通行料の計算方法に関する1月15日付通達第2020年第3号を改正する、1月28日付通達2025年第1号を公布した。

配電活動による報酬

2025年3月3日、スペイン国家市場および競争委員会(CNMC)の2025年2月17日付の決議が官報(BOE)に掲載され、2021年の配電施設を所有する企業の報酬が定められた。一方、2025年2月、環境移行・人口課題省(MITECO)は、高圧送電線での衝突や感電死に対する鳥類の保護措置を確立する国王布告草案の協議を開始した。これらの措置には、8月29日付国王布告2008年第1432号で廃止された風力タービンの死亡防止も含まれており、高圧送電線での衝突や感電死に対する鳥類の保護措置を確立することになる。

2020年の半島外の地域(NPT)における発電活動の費用の最終額を定める決議

2025年3月6日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年2月21日付の決議が官報(BOE)に掲載された。この決議は、2020年度のEndesaが所有する追加報酬制度の設備の発電コストの最終額を承認する。

弱い消費者

2024年12月28日、電力システムの料金を定める12月26日付省令TED2024年第1487号が官報(BOE)に掲載され、社会的補填の資金調達を義務付けられている人々が支払うべき単価が2025年に向けて更新される。

一方、2025年1月24日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、2025年から2030年の期間のエネルギー貧困に対する国家戦略を更新するための公開聴聞を開始した。

エネルギー効率

2025年3月4日、2月26日付省令TED2025年第197号が公表され、2025年の国家エネルギー効率基金への拠出が義務付けられた。エンデサは、この基金に132百万ユーロ相当の資金を拠出する予定で、そのうち少なくとも15%は資金拠出で賄われる。その義務の残りの部分は、ESCを提示することで満たすことができる。

高効率コージェネレーション設備のオークション

2025年2月、環境移行・人口課題省(MITECO)は、1,200MWの電力量に対してオークションメカニズムを通じて高効率コージェネレーション設備に特定の報酬制度を付与するための国王布告および省令案に関する協議を開始した。

社会気候計画の策定に先立つ公開聴聞

2025年2月24日、環境移行・人口課題省(MITECO)は、社会気候計画に関する予備的な公開聴聞を開始した。本計画は、2027年から欧州排出量取引制度を特定の拡散分野に拡大する欧州の規制に準拠している。この計画の予算は、欧州連合(EU)によって設立された社会気候基金から拠出される。この計画には、道路輸送および建築部門における二酸化炭素(CO_2)排出量を削減するために必要な措置と投資が含まれていなければならない。さらに、弱い世帯や交通利用者に対する一時的な直接的な所得支援を通じて、消費者や脆弱な零細企業のコストを削減することも含まなければならない。

利益団体の活動における透明性と完全性に関する法案

2025年1月28日、閣僚評議会はこの法案を承認し、議会の手続が開始される。これは、利害関係者を定義し、これらのグループの将来の登録を規制する。他の側面の中でも、規制起草手続の規制フットプリントレポートを組み込む義務も含まれており、これには規制プロジェクトに影響を与えるために利益団体が実施する活動が含まれる。

2025年の電気料金

2024年12月16日、CNMCはBOEで12月4日付の決議を公表し、2025年の電力送電および配電網へのアクセス通行料の単価を定め、2024年1月1日付で施行されている単価に対して平均4.0%の削減に相当する。

その一部として、2024年12月28日、12月26日付省令TED2024年第1487号が公表され、電力システムの料金の価格を設定し、2025年度の電力システムのさまざまな規制コストを設定し、2025年の社会的補填助成金に関連して融資される金額の分配を承認した。この省令は、2025年1月1日からの料金の33%の増額を規定している。

2025年天然ガス料金

2024年12月30日、エネルギー政策・鉱山総局の2024年12月26日付の決議は、2025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)を公表し、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)がそれぞれ約8.6%、10.1%、11.1%増加した。さらに、10月18日付国王布告法2022年第18号で導入された不動産所有者協会に適用されるTURは、約8.6%から16.7%の増加が見られる。

さらに、2025年3月31日、エネルギー政策・鉱山総局の2025年3月26日付の決議が発表され、2025年4月1日から発効する天然ガスのラストリゾートタリフが公表され、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)がそれぞれ17.7%、20.5%、22.5%引き下げられる。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、17.7%から32.8%の間で引き下げられる。

カーボンフットプリント、相殺および二酸化炭素吸収プロジェクトの登録

2025年4月12日、3月18日付国王布告2025年第214号が官報(BOE)に掲載され、カーボンフットプリント、補償および二酸化炭素(CO_2)吸収プロジェクトの登録簿が作成され、カーボンフットプリントの計算義務と温室効果ガス排出削減計画の準備と公表が定められた。

この国王布告は、カーボンフットプリント、補償、および二酸化炭素(CO_2)吸収プロジェクトの登録簿を作成し、スペインの組織がその活動によって発生する炭素排出量の計算と削減における努力を収集するものであり、この規制に含まれるすべての企業や機関に対し、カーボンフットプリントを計算、温室効果ガス排出削減計画の作成とその公表の義務を定めている。

特定の報酬体系を持つ特定の発電施設の運転に対する報酬の値の更新

2025年4月11日、エネルギー担当国務長官の2025年4月8日付の決議が官報(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発電施設の2025年第2四半期に対応する運転の報酬額が更新された。

欧州の規制の枠組み

「EUの競争力コンパス」に関するコミュニケーション

2025年1月19日、ドラギ氏とレッタ氏の報告書を受けて、欧州委員会は「Una Brújula para la Competitividad de la Unión Europea (UE)」(COM/2025/30 'A Competitiveness Compass for the EU')を公表した。このコミュニケーションは、欧州連合の競争力を強化し、今後5年間の欧州委員会の活動を導くための欧州戦略を概説している。このコミュニケーションでは、主に3つの行動分野を特定している。

- イノベーションのギャップを埋める。
- 脱炭素化と競争力のための共同ロードマップ。
- 過度の依存関係を減らし、セキュリティを強化する。

このコミュニケーションから、提案された措置を実施するためのさまざまな行動が採用される。

「クリーン・インダストリアル・ディール」に関するコミュニケーション

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コミュニケーション「*Un Pacto Industrial Limpio*」を発表した(COM/2025/85 final, '*The Clean Industrial Deal: A Joint Roadmap for Competitiveness and Decarbonisation*')。これは、脱炭素化を加速し、ヨーロッパの製造業の未来を確保することを目的とした欧州連合(EU)の産業政策を概説する計画である。このコミュニケーションには、エネルギー集約型産業(鉄鋼、セメント、アルミニウム、自動車および化学)の競争力とレジリエンスを支援する活動計画が含まれており、クリーンテクノロジーへの投資を確保し、市場を歪めることなく競争力を保証する。エネルギーコストの削減、クリーン製品の需要の喚起、クリーンエネルギーへの移行への資金提供、物質の循環性、世界的な行動、熟練した労働力の確保などの重要なポイントを考慮している。

「エネルギー連合の真の価値を解き放ち、欧州のすべての人々に手頃な価格で効率的かつクリーンなエネルギーを確保するための行動計画」に関するコミュニケーション

2025年2月26日現在、欧州委員会は、欧州産業の競争力に対する主要な課題の1つと考えているエネルギーコストの削減を目指して、いわゆる「Pacto Industrial Limpio」「Clean Industrial Deal」の主要な要素として、コミュニケーション「エネルギー連合の真の価値を解き放ち、欧州のすべての人々に手頃な価格で効率的かつクリーンなエネルギーを確保するための行動計画」(COM/2025/79 final)を発表した。

この目的に関連して、グリッドコスト、電気税率の引き下げ、高騰した不安定なガス価格から電力価格を切り離す長期契約の支援、グリッド許可の付与スケジュールの短縮、ガス市場での競争の確保などのトピックに取り組むことを推奨している。

(2) 経営成績

2024年におけるエンデサの営業成績および売上

営業成績

2024年 12月31日 時点	59,780GWh 2024年における発電(1) このうち17,792GWhが再生可能エネルギー	10,032MW 半島における正味設備再生可能容量 合計17,117MW	320,329km 送配電網
	12,495千人 デジタル化顧客 デジタル化顧客割合は99%	10,217千人 顧客数(電気)(2)(3) このうち6,670千人が規制緩和市場の顧客	74,376GWh 2024年の電気売上(4) 2023年と比べて-4.3%
	22,417ユニット 公的および民間の充電ステーション 2023年12月31日から+16.4%	1,777千人 顧客数(ガス)(2) このうち1,302千人が規制緩和市場の顧客	62,170GWh 2024年のガス売上(5) 2023年と比べて-4.2%

(1) バスバーにおいて。
(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2024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。

営業実績営業に関する数値	SDGs(1)	単位	2024年	2023年	%Chg.
発電(2)		GWh	59,780	60,264	(0.8)
再生可能電気の発電	7	GWh	17,792	14,212	25.2
総設備容量		MW	22,148(3)	21,956(4)	0.9
正味設備容量		MW	21,449(3)	21,247(4)	1.0
半島における正味設備再生可能容量	7	MW	10,032(3)	9,800(4)	2.4
半島外の領域(NPT)における正味設備再生可能エネルギー容量	7	MW	99(3)	99(4)	-
分配エネルギー(5)	9	GWh	138,580	136,363	1.6
デジタル化顧客(6)	9	千	12,495(3)	12,396(4)	0.8
送配電網	9	km	320,329(3)	319,136(4)	0.4
エンドユーザー(7)		千	12,638(3)	12,548(4)	0.7
デジタル化顧客割合(8)		(%)	99(3)	99(4)	-
発電売上合計(2)		GWh	82,881	86,516	(4.2)
正味発電売上(9)		GWh	74,376	77,688	(4.3)
ガス売上(10)		GWh	62,170	64,880	(4.2)
顧客数(電気)(11)(12)		千	10,217(3)	10,522(4)	(2.9)
規制緩和市場(13)		千	6,670(3)	6,893(4)	(3.2)
顧客数(ガス)(11)		千	1,777(3)	1,829(4)	(2.8)
規制緩和市場			1,302(3)	1,387(4)	(6.1)
公的および民間の充電ステーション	11	単位	22,417(3)	19,252(4)	16.4
公的充電ステーション(単位)		単位	6,188(3)	5,481(4)	12.9
民間の充電ステーション(単位)		単位	16,229(3)	13,771(4)	17.8
公的発光点	11	単位	151(3)	147(4)	2.7
需要への対応		MW	51(3)	155(4)	(67.1)
最終的な人員		従業員数	8,914(3)	9,035(4)	(1.3)
平均人員		従業員数	8,816	9,097	(3.1)

(1) 持続可能な開発目標
(2) バスバーにおいて
(3) 2024年12月31日時点
(4) 2023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) 自由市場の商業化会社の顧客

発　　電

(単位：GWh)

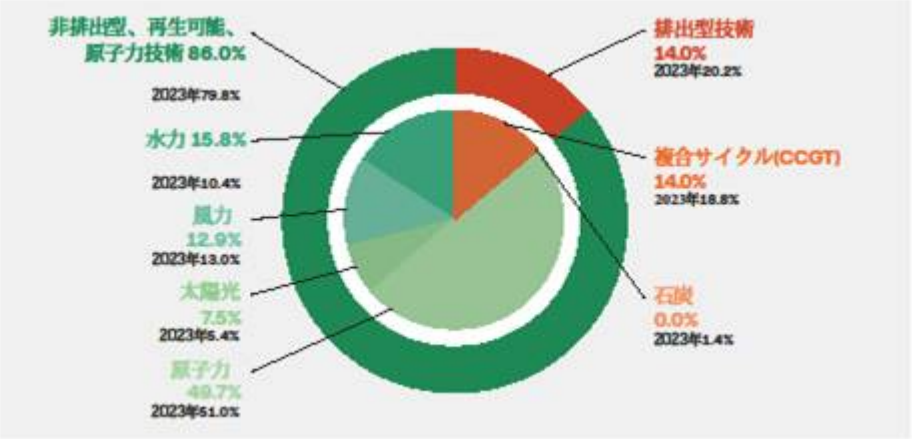
発電(1)	2024年		2023年		% Chg.
	GWh	割合(%)	GWh	割合(%)	
半島	**48,769**	**81.6**	**48,896**	**81.1**	**(0.3)**
再生可能エネルギー	17,792	29.8	14,212	23.5	25.2
水　　力	7,660	12.8	5,083	8.4	50.7
風　　力(2)	6,374	10.7	6,392	10.6	(0.3)
太 陽 光(3)	3,758	6.3	2,736	4.5	37.4
そ の 他	-	-	1	0.0	(100.0)
原 子 力	24,152	40.4	24,865	41.3	(2.9)
石　　炭	-	-	672	1.1	(100.0)
複合循環(CCGT)	6,825	11.4	9,147	15.2	(25.4)
半島外の領域(NPT)	**11,011**	**18.4**	**11,368**	**18.9**	**(3.1)**
石　　炭	54	0.1	70	0.1	(22.9)
燃料ガス	4,309	7.2	4,505	7.5	(4.4)
複合循環(CCGT)	6,648	11.1	6,793	11.3	(2.1)
合計	**59,780**	**100.0**	**60,264**	**100.0**	**(0.8)**

(1) バスバーにおいて
(2) 2024年は、半島外の領域(NPT)に対応する99GWhを含む(2023年においては76GWh)。
(3) 2024年は、半島外の領域(NPT)に対応する92GWhを含む(2023年においては95GWh)。

2024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86.0%を占めていた。その他の部門では88.0%を占めている(2023年はそれぞれ79.8%および83.9%)。

下図は、エンデサの2024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



合計および正味の設備容量

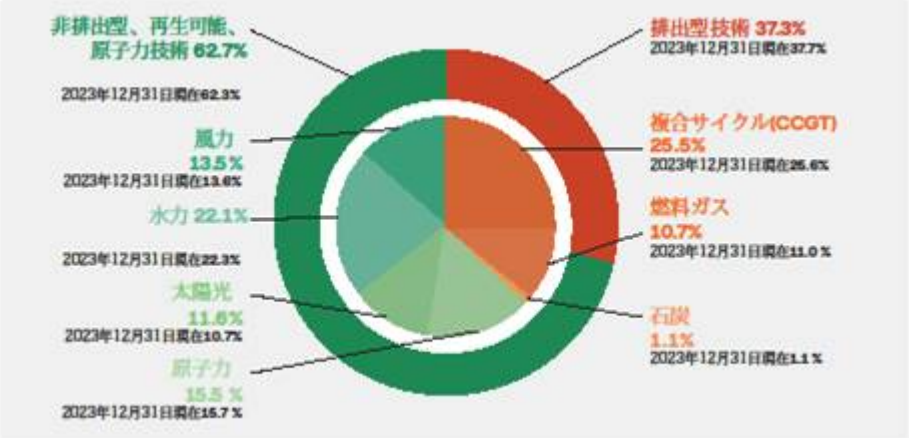
総設備容量	2024年12月31日		2023年12月31日		% Chg.
	MW	割合(%)	MW	割合(%)	
半島	**17,451**	**78.8**	**17,219**	**78.4**	**1.3**
再生可能エネルギー(1)	10,175	45.9	9,943	45.3	2.3
水　　力	4,790	21.6	4,790	21.8	-
風　　力(2)	2,893	13.1	2,884	13.1	0.3
太 陽 光(3)	2,492	11.2	2,269	10.3	9.8
原 子 力	3,453	15.6	3,453	15.7	-
複合循環(CCGT)	3,823	17.3	3,823	17.4	-
半島外の領域(NPT)	**4,697**	**21.2**	**4,737**	**21.6**	**(0.8)**
石　　炭	260	1.2	260	1.2	-
燃料ガス	2,580	11.6	2,620	11.9	(1.5)
複合循環(CCGT)	1,857	8.4	1,857	8.5	-
合計	**22,148**	**100.0**	**21,956**	**100.0**	**0.9**

(1) 2024年および2023年12月31日時点で、追加設置容量はそれぞれ232MWおよび607MWであった。
(2) 2024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(2023年12月31日時点では42MW)。
(3) 2024年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に対応する57MWを含んでいた(2023年12月31日時点では57MW)。

正味設備容量	2024年12月31日		2023年12月31日		% Chg.
	MW	割合(%)	MW	割合(%)	
半島	**17,216**	**80.3**	**16,984**	**79.9**	**2.3**
再生可能エネルギー(1)	10,131	47.2	9,899	46.6	2.3
水　　力	4,746	22.1	4,746	22.3	-
風　　力(2)	2,893	13.5	2,884	13.6	0.3
太 陽 光(3)	2,492	11.6	2,269	10.7	9.8
原 子 力	3,328	15.5	3,328	15.7	-
複合循環(CCGT)	3,757	17.6	3,757	17.6	-
半島外の領域(NPT)	**4,233**	**19.7**	**4,263**	**20.1**	**(0.7)**
石　　炭	241	1.1	241	1.1	-
燃料ガス	2,304	10.7	2,334	11.0	(1.3)
複合サイクル(CCGT)	1,688	7.9	1,688	7.9	-
合計	**21,449**	**100.0**	**21,247**	**100.0**	**1.0**

(1) 2024年および2023年12月31日時点で、追加設置容量はそれぞれ232MWおよび607MWであった。
(2) 2024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(2023年12月31日時点では42MW)。
(3) 2024年12月31日時点で、半島外の領域(NPT)に関連する57MWを含んでいた(2023年12月31日時点では57MW)。

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)	2024年12月31日	2023年12月31日	% Chg.
規制市場	3,547	3,629	(2.3)
スペイン半島	3,065	3,128	(2.0)
半島外の領域(NPT)	482	501	(3.8)
規制緩和市場	6,670	6,893	(3.2)
スペイン半島	5,050	5,259	(4.0)
半島外の領域(NPT)	971	992	(2.1)
スペイン国外	649	642	1.1
合計	**10,217**	**10,522**	**(2.9)**
収益/供給地点 (3)	**1.4**	**1.6**	**-**

(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比率(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)		
	2024年	2023年	% Chg.	2024年	2023年	% Chg.
規制価格	8,647	8,891	(2.7)	7,320	7,515	(2.6)
規制緩和市場	74,234	77,625	(4.4)	67,056	70,173	(4.4)
スペイン	62,662	66,595	(5.9)	56,184	59,829	(6.1)
スペイン国外	11,572	11,030	4.9	10,872	10,344	5.1
合計	**82,881**	**86,516**	**(4.2)**	**74,376**	**77,688**	**(4.3)**

(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)(1)	2024年12月31日	2023年12月31日	% Chg.
規制市場	475	442	7.5
スペイン半島	449	416	7.9
半島外の領域(NPT)	26	26	-
規制緩和市場	1,302	1,387	(6.1)
スペイン半島	1,089	1,161	(6.2)
半島外の領域(NPT)	61	66	(7.6)
スペイン国外	152	160	(5.0)
合計	**1,777**	**1,829**	**(2.8)**
収益/供給地点(2)	**1.8**	**3.0**	**-**

(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割合(千ユーロ/供給地点)

(単位：GWh)

ガス売上	2024年	2023年	% Chg.
規制緩和市場	59,538	62,698	(5.0)
スペイン	46,925	49,466	(5.1)
スペイン国外	12,613	13,232	(4.7)
規制市場	2,632	2,182	20.6
合計 (1)	**62,170**	**64,880**	**(4.2)**

(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	2024年12月31日	2023年12月31日	% Chg.
公的および民間の充電ステーション(単位)	22,417	19,252	16.4
公的充電ステーション(単位)	6,188	5,481	12.9
民間の充電ステーション(単位)	16,229	13,771	17.8

配電

供給品質測定	2024年	2023年	% Chg.
分配エネルギー(GWh)(1)	138,580	136,363	1.6
エネルギー損失(%)(2)	6.4	6.8	-
設備容量相当中断時間(平均)-ICEIT(分)(3)	47.7	48.7	(2.1)
流通ネットワークにおける中断期間-SAIDI(分)(4)	56.0	63.0	(11.1)
配電網における中断回数-SAIFI(4)	1.1	1.2	(8.3)

(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した分配エネルギー(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) スペイン規制者の基準は、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

税引前営業利益(EBITDA)	営業利益(EBIT)	当期利益	純経常利益
5,293百万ユーロ	3,071百万ユーロ	1,888百万ユーロ	1,993百万ユーロ
+40.1% 2023年比	+86.7% 2023年比	+154.4% 2023年比	+109.6% 2023年比

2024年の親会社に帰属する純利益は、前年同期に獲得した742百万ユーロと比較して154.4%増加して、1,888百万ユーロであった。

2024年の純利益を分析すると、以下に示す影響は考慮に入れなければならない。

期間	効果	参照(1)	影響	
2024年度	「ボノソーシャル」(社会的補填)助成金	10.3、16.1および50	＋135百万ユーロ	・ Endesa Energía S.A.が供給する消費者に関連する融資および協調融資で支払われた金額、ならびに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の適用、照合および管理プロセスを確立するために投資された金額について、Endesa, S.A.から支払いを受ける権利の確認、および対応する利息。
	再生可能発電所プロジェクトに関する減損損失	15.1	－90百万ユーロ	・ 戦略計画で定められた再生可能資産への投資という選択方針に沿った太陽光発電所に対応する特定の再生可能プロジェクトの減損の記録実績。
	労働力再構築計画	12および36.2	－38百万ユーロ	・ エンデサのデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率改善へのコミットメントに沿った、プロセスのデジタル化に関する労働力再構築計画の規定。
2023年度	仲裁判断	10.1および16.1	－398百万ユーロ	・ 液化天然ガス(LNG)の長期供給契約額の見直しに伴う仲裁裁定による費用の認識。
	労働力再構築計画	12および36.2	－124百万ユーロ	・ エンデサのデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率性の向上の保証に沿ったプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築計画を提供する。
	半島外の領域(NPT)の減損	15.1	－68百万ユーロ	・ バレアレス諸島、カナリー諸島、セウタおよびメリーヤの半島外の領域(NPT)に係る資金生成単位(CGUs)の減損の計上。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2024年のエンデサの純経常利益は、前年の951百万ユーロ(109.6%増)に対し1,993百万ユーロとなった(詳細は後述):

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	差異	% 増減
純利益	**1,888**	**742**	**1,146**	**154.4**
非金融資産処分損益(1)	(28)	-	(28)	該当なし
ファイバー・オプティクスを利用する権利の譲許	(28)	-	(28)	該当なし
非金融資産の減損に伴う当期純損失(1)	95	85	10	11.8
半島外の領域の資金生成単位(CGU)	-	68	(68)	(100.0)
再生可能発電所プロジェクト	107	17	90	529.4
Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (Palma de Mallorca)の旧本社隣接地	(12)	-	(12)	該当なし
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	124	(86)	(69.4)
経常利益	**1,993**	**951**	**1,042**	**109.6**

(1)10百万以上

2024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			
		2024年	2023年	差額	% Chg.
収益	**9**	**21,307**	**25,459**	**(4,152)**	**(16.3)**
仕入およびサービス	**10**	**(13,054)**	**(16,312)**	**3,258**	**(20.0)**
貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出	**11**	**(908)**	**(3,172)**	**(2,264)**	**(71.4)**
限界利益		**7,345**	**5,975**	**1,370**	**22.9**
自己建設資産	3.2b.1および3.2e.3	275	345	(70)	(20.3)
人件費	12	(986)	(1,137)	151	(13.3)
その他の固定営業費用	13	(1,396)	(1,423)	27	(1.9)
その他の業績	14	55	17	38	223.5
事業総利益(EBITDA)		**5,293**	**3,777**	**1,516**	**40.1**
非金融資産における減価償却費および減損損失	15.1	(2,018)	(1,864)	(154)	8.3
金融資産における減損損失	15.2	(204)	(268)	64	(23.9)
事業利益(EBIT)		**3,071**	**1,645**	**1,426**	**86.7**
純金融業績	**16**	**(493)**	**(590)**	**97**	**(16.4)**
税引前利益/損失		**2,589**	**1,065**	**1,524**	**143.1**
純利益		**1,888**	**742**	**1,146**	**154.4**
純経常利益		**1,993**	**951**	**1,042**	**109.6**

(1)「第6　経理の状況」に含まれる2023年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2024年上半期の税引前営業利益(EBITDA)は、5,293百万ユーロ(+40.1%)であった。このパフォーマンスを分析するために以下の影響を考慮する必要がある。

期間	効果	参照(1)	影響	
2024	「ボノソーシャル」(社会的補填)助成金	10.3、16.1および50	＋154百万ユーロ	・ Endesa Energía S.A.が供給する消費者に関連する融資および協調融資で支払われた金額、ならびに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の適用、照合および管理プロセスを確立するために投資された金額について、Endesa, S.A.から支払いを受ける権利の確認、および対応する利息。
	労働力再構築計画	12および36.2	－38百万ユーロ	・ エンデサのデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率改善へのコミットメントに沿った、プロセスのデジタル化に関する労働力再構築計画の規定。
2023	仲裁判断	10.1、16.1および51	－515百万ユーロ	・ 液化天然ガス(LNG)の長期供給契約額の見直しに伴う仲裁裁定による費用の認識。
	労働力再構築計画	12および36.2	－165百万ユーロ	・ エンデサのデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率性の向上の保証に沿ったプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築計画を提供する。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

営業利益(EBIT)は、2024年通期で前年比86.7%増となり、3,071百万ユーロに達した。その進化を分析するためには、EBITDAの変動と以下の影響を考慮しなければならない。

期間	効果	参照(1)	影響	
2024	再生可能発電所プロジェクトに関する減損損失	15.1	－124百万ユーロ	・ 戦略計画で定められた再生可能資産への投資という選択方針に沿って、ほとんどの場合、太陽光発電所に対応する特定の再生可能プロジェクトの減損の計上記録。
2023	半島外の領域(NPT)の減損	15.1	－90百万ユーロ	・ 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)における資金生成単位(CGUs)の減損の計上。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024年、収益は、2023年より4,152百万ユーロ(-16.3%)減少して、21,307百万ユーロであった。

以下の表は、2024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			
		2024年	2023年	差額	% Chg.
売上およびサービスにおける収益	9.1	20,935	25,070	(4,135)	(16.5)
その他営業利益	9.2	372	389	(17)	(4.4)
合計	**9**	**21,307**	**25,459**	**(4,152)**	**(16.3)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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、2024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)

	参照(1)	販売およびサービスからの収益			
		2024年	2023年	変　化	% Chg.
電力売上高：		14,735	16,572	(1,837)	(11.1)
規制緩和市場売上		10,428	12,077	(1,649)	(13.7)
スペインの規制緩和市場への売上		8,893	10,673	(1,780)	(16.7)
スペイン国外の規制緩和市場での顧客への売上		1,535	1,404	131	9.3
規制価格での売上		1,423	1,623	(200)	(12.3)
卸売市場における売上		1,211	1,324	(113)	(8.5)
半島外の領域(NPT)からの補償		1,668	1,557	111	7.1
再生可能エネルギー投資に対する報酬		5	(9)	14	(155.6)
ガス売上高：		3,168	5,419	(2,251)	(41.5)
規制緩和市場売上		3,005	5,214	(2,209)	(42.4)
規制価格での売上		163	205	(42)	(20.5)
配電による規制対象収益		2,064	1,930	134	6.9
証明および株		35	32	3	9.4
発電所でのサービス提供		37	47	(10)	(21.3)
その他の売上およびサービス提供		888	1,064	(176)	(16.5)
追加サービスによる売上		365	398	(33)	(8.3)
容量による収益		9	11	(2)	(18.2)
その他のエネルギー産物の売上		241	386	(145)	(37.6)
サービスその他の供給		273	269	4	1.5
リース収益		8	6	2	33.3
合　　計	**9.1**	**20,935**	**25,070**	**(4,135)**	**(16.5)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

規制緩和市場顧客への電力売上高

2024年における、規制緩和市場での売上は、10,428百万ユーロ(-13.7%)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	−1,780百万ユーロ (-16.7%)	・ 両期間の変化は、主に企業間取引(B2B)項目の顧客のユニット価格の減少(-16.1%)および合計物理ユニット販売台数の減少(-5.9%)によるものである。
スペイン国外	＋131百万ユーロ (+9.3%)	・ この変化は、スペイン国外の市場における物理的販売数の総数が増加(＋4.9%)したことによるもので、2023年のポルトガル市場における、ネットワークアクセス料金の収益の減少も併せて考慮しなければならない。

規制価格での電気の売上

2024年において、価格の引き下げおよび物理的販売数（-2.7%）が減少した結果、これらの売上高は2023年を12.3%下回る1,423百万ユーロを計上した。

卸売市場における電力売上高

2024年の卸売市場における電力売上高は、物理的販売数の伸び(+72.6%)にもかかわらず、当期中の電気価格の動向(-27.7%)により、前年比8.5%減の1,211百万ユーロとなった。

再生可能エネルギーに対する投資における利益

2024年において、エンデサは、典型設置(TI)に関連する市場価格からの乖離による調整について、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)を受け取るものである。

ガス売上高

2024年のガス売上高は3,168百万ユーロとなり、2023年よりも2,251百万ユーロ(-41.5%)減少した。内訳は下記のとおりである。

ガス売上	変動	
規制緩和市場	−2,209百万ユーロ(-42.4%)	・ 2つの期間の間の変化は、特に物価の下落と物理的販売数の減少(-5.0%)の結果である。
規制価格	−42百万ユーロ(-20.5%)	・ 価格の下落(-15.5%)は、物理的販売数の増加(+20.6%)にもかかわらず、これらの売上額の減少につながった。

半島外の領域(NPT)に対する補償

2024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1,668百万ユーロとなり、前年同期比で111百万ユーロ増加した。

2024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低下(-27.7%)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をそれぞれ増減させる。

配　　電

2024年において、エンデサは、スペイン市場において138,580GWhを配電し、2023年と比較して1.6%の増加であった。

2024年中の販売活動による規制された収入は、前年比134百万ユーロ(6.9%増)増の2,064百万ユーロであった。この上昇は、スペイン国市場および競争委員会(*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* - CNMC)が2024年7月31日に決議したことに従い、2024年に計上された過年度の勘定を再決算したことも一因である。

その他のエネルギー商品の売上

その他のエネルギー商品の実質的な売上高は、145百万ユーロ減少した。これは主に、二酸化炭素(CO_2)排出枠デリバティブの決済および原産地証明の変更に起因しており、連結損益計算書の「*その他の変動仕入およびサービス*」において認識される、321百万ユーロにのぼる実質的なこれらのエネルギー商品の購入の増加とともに分析されるべきである。これらのその他のエネルギー材料の販売および購入は、参加している市場および技術の変動性によって引き起こされる産業リスクをカバーするために行われている。

その他営業利益

以下の表は2024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			
		2024年	2023年	変　化	% Chg.
顧客から譲渡された施設の損益および顧客との契約からの延長接続等に係る権利の認識	27.2	187	178	9	5.1
利益/(損失)で認定された助成金		86	96	(10)	(10.4)
原産地証明およびその他環境証明(2)		21	78	(57)	(73.1)
補助金からの利益/(損失)へのその他割当(3)		65	18	47	261.1
第三者への補償		41	27	14	51.9
その他		58	88	(30)	(34.1)
合　計	**9.2**	**372**	**389**	**(17)**	**(4.4)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) この変化は、主に原産地保証の平均価格(-92.5%)の変化によるものである。
(3) 2024年には、補助金に関連する資本29百万ユーロと運営補助金36百万ユーロ(2023年は、それぞれ16百万ユーロと2百万ユーロ)が含まれていた。資本費補助および運営補助金の増額は、主に、回復・変革・レジリエンス計画(PRTR)（ユーロ14百万)に基づく欧州基金からの援助、およびバイオガスと持続可能なバイオメタンの利用に関連するEndesa Energía, S.A.U.のフランス支店からの援助(ユーロ35百万)によるものである。

営業費用

営業費用は、2024年で合計18,236百万ユーロであり、昨年同期比で23.4%減少だった。

以下の表は2024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(1)	営業費用			
		2024年	2023年	変　化	% Chg.
調達およびサービス		13,054	16,312	(3,258)	(20.0)
電力購入	10.1	4,545	6,944	(2,399)	(34.5)
燃料消費	10.2	2,271	2,708	(437)	(16.1)
送電費用		3,595	3,213	382	11.9
その他の変動仕入およびサービス	10.3	2,643	3,447	(804)	(23.3)
租税および料金		1,274	1,132	142	12.5
一時的なエネルギー税		138	208	(70)	(33.7)
発電税		342	-	342	該当なし
放射性廃棄物処理料		229	205	24	11.7
道路照明/業務ライセンス		198	234	(36)	(15.4)
原子力料金および税		107	115	(8)	(7.0)
カタルーニャ州の環境税		137	138	(1)	(0.7)
水税		48	38	10	26.3
その他の租税および料金		75	194	(119)	(61.3)
「ボノソーシャル」(社会的補填)割引率		(89)	248	(337)	(135.9)
CO2排出権の使用		726	925	(199)	(21.5)
原産地証明およびその他環境証明に対する補助金		45	157	(112)	(71.3)
付加価値サービスに関連する費用		182	194	(12)	(6.2)
その他のエネルギー貯蔵の購入		127	448	(321)	(71.7)
エネルギー効率改善費用		99	49	50	102.0
そ の 他		279	294	(15)	(5.1)
貯蔵エネルギーデリバティブにおける収益および支出	11	908	3,172	(2,264)	(71.4)
資産のためにグループが実施した事業	3.2b.1および3.2e.3	(275)	(345)	70	(20.3)
人 件 費	12	986	1,137	(151)	(13.3)
その他の固定営業費用	13	1,396	1,423	(27)	(1.9)
その他の業績	14	(55)	(17)	(38)	223.5
非金融資産における減価償却費および減損損失	15.1	2,018	1,864	154	8.3
金融資産における減損損失	15.2	204	268	(64)	(23.9)
合　計		**18,236**	**23,814**	**(5,578)**	**(23.4)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

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、2024年で合計13,054百万ユーロであり、前年比で20.0%減少だった。

仕入およびサービス	参照(1)	変動	
電力購入	10.1、50	－2,399百万ユーロ(-34.5%)	変更内容は主に含む: ・ 電力購入の減少(-1,140百万ユーロ)は、購入された物理的なユニットの減少(-13.7%)とともに、卸売り電力市場の平均演算価格の割引(63.0ユーロ/MWh; -27.7%)によるものであった。 ・ ガス購入の減少(-1,259百万ユーロ)は、ガスの平均価格の割引(34.3ユーロ/MWh、-15.5%)と、長期液化天然ガス(LNG)供給契約の価格改定に関する仲裁裁定により、2023年に515百万ユーロの費用が計上されたことによる。
燃料消費	10.1	－437百万ユーロ(-16.1%)	・ 減少の主な原因は、期間中の商品価格の変化と、半島での複合サイクルによる生産の減少(-25.4%)である。
その他の変動仕入およびサービス		－804百万ユーロ(-23.3%)	-
一時的なエネルギー税		－70百万ユーロ(-33.7%)	・ 両年度間の差異は主に、2023年賦課金の検査手続が終わったことと、税務署が賦課金の基礎から控除されるべき様々な項目に関する特定の請求を受理したことによるものである。
発電に対する税	6、10.3	＋342百万ユーロ	・ 12月27日付の国王布告法8/2023に遵守して、発電価値税の一時停止が締結された(「(1)事業の概観-規制枠組み」を参照)。
公道占有税/照明	6	－36百万ユーロ(-15.4%)	・ 減少の主な要因は、規制緩和市場においても規制価格(-13.5%)でも電力売上からの収入が減少したことによるもので、これがこの税率の算定の基礎となっている。
社会的補填割引率	6、10.3、16.1、50	－337百万ユーロ(-135.9%)	・ 最高裁判所が2024年9月18日付けで、審判番号687/2017に発行した指示により、Endesa, S.A.が提出した審査は、Endesa S.A.が社会的補填の融資費用を(明示的にまたは暗示的に)通過した証拠はないとして支持された。この裁判所命令は、(i)Endesa, Energía S.A.が供給した消費者に関連する融資および協調融資で支払った金額の合計148百万ユーロを、対応する利息とともに、マーケティング市場の自由市場区分に関連する社会的補填の融資に対する実際の払い戻し日まで計算した25百万ユーロ、(ii)Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.が供給する消費者に関連する社会的補填の申請、検証、および管理手続の実施に投資した金額6百万ユーロと、支払日から償還日までの計算による対応する利息1百万ユーロを行政当局から払い戻される権利(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記50および「純金融業績」を参照)、エンデサの権利を明記する。 ・ さらに、2024年にはボノソーシャルの資金調達のために59百万ユーロの発生が計上されている。
二酸化炭素(CO_2)排出権		－199百万ユーロ(-21.5%)	・ この変化は、二酸化炭素(CO 2)排気排出枠の平均価格(65.2ユーロ/t; -21.9%)の割引と、排出技術による生産の減少によるトン数の減少(-14.7%)の結果である。
原産地証明およびその他環境証明を取得したエネルギー消費		－112百万ユーロ(-71.3%)	・ 両年のばらつきは、主に原産地保証の平均価格の推移(-92.5%)による。
他のエネルギー商品の購入		－321百万ユーロ(-71.7%)	・ これらの費用の変動は、他のエネルギー資料(「収益」参照)の売上高とともに分析される。
エネルギー効率費		＋50百万ユーロ(+102.0%)	・ 2024年省令TED第268号に従い、3月20日に国民エネルギー効率基金への拠出は2024年度に99百万ユーロ(2023年度は49百万ユーロ)に増額された。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

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(1)	2024年	2023年	変　化	% Chg.
収益	**40.5**				
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		**859**	**1,153**	**(294)**	**(25.5)**
ヘッジデリバティブキャッシュフローにおける収益(2)		859	1,153	(294)	(25.5)
損益の変動を伴う公正価値デリバティブからの収益		**762**	**1,936**	**(1,174)**	**(60.6)**
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		762	1,936	(1,174)	(60.6)
合計収益		**1,621**	**3,089**	**(1,468)**	**(47.5)**
支出	**40.5**				
ヘッジ手段として指定されたデリバティブからの支出		**(1,243)**	**(2,817)**	**1,574**	**(55.9)**
ヘッジデリバティブキャッシュフローからの支出(2)		(1,243)	(2,817)	1,574	(55.9)
損益の変動を伴う公正価値デリバティブからの支出		**(1,286)**	**(3,444)**	**2,158**	**(62.7)**
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		(1,286)	(3,444)	2,158	(62.7)
合計支出		**(2,529)**	**(6,261)**	**3,732**	**(59.6)**
合　計	**11**	**(908)**	**(3,172)**	**2,264**	**71.4**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) 2024年12月31日時点で、無効の結果、損益計算書における影響に対応する169百万ユーロのプラスを含む(2023年12月31日時点では200百万ユーロの純マイナス)。

一般的リスク管理および統制方針に従って、エンデサはその事業がさらされているリスクを回避するために、金融商品(デリバティブ)を利用する。デリバティブの利用は、配電時に獲得される収益、および配電プロセスで使用される原料の費用を確保するにあたり、エンデサが事業を計画するために必要不可欠である。そのため、この手続によって、当該事業を短期価格(*現物価格*)の変動にさらすことなくリスクを管理することが可能となる。

2024年において、「*エネルギー商品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3,172百万ユーロのマイナスと比べて、908百万ユーロのマイナスであった。これは主に、デリバティブが契約されその弁済が2024年および2023年に行われた2022年に発生したなかでも、エネルギー市場の価格のボラティリティの結果としてのガスデリバティブの弁済が変化したことによるものであった。

固定営業費用

以下は、2024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			
		2024年	2023年	変化	% Chg.
自己建設資産	3.2b.1 および 3.2e.3	(275)	(345)	70	(20.3)
人 件 費	12	986	1,137	(151)	(13.3)
その他の固定営業費用	13	1,396	1,423	(27)	(1.9)
合　　計		**2,107**	**2,215**	**(108)**	**(4.9)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2024年において、固定営業費用は2,107百万ユーロとなり、2023年比で108百万ユーロ減少した(-4.9%)。これは、とりわけ以下による。

固定営業費用	参照(1)	変動	
労働力再構築計画	12、36.2	－141百万ユーロ	・ エンデサ社は、2024年および2023年に、エンデサが長年実施してきたデジタルトランスフォーメーションの枠組みの中で、効率性を高めるというコミットメントに従って、それぞれ38百万ユーロと165百万ユーロ(それぞれ純税額影響額38百万ユーロと124百万ユーロ)の規定を配分した。これには、プロセスのデジタライゼーション(「純利益および純経常利益」を参照)の影響を受けて、それぞれ最大100人と201人の従業員の計画された退職が含まれる。 ・ 有効労働力再構築計画に関する規定のアップデートにより、14百万ユーロのマイナス影響が生じている。
賃金及び給与		－14百万ユーロ (-1.9%)	・ 人件費の減少は、期中労働力の減少(-3.1%)などによるものである。
その他の固定営業費用		－27百万ユーロ (-1.9%)	・ 期中の変化は、主に、同社の事業運営の効率性と有効性に重点を置いた戦略に沿って実施された費用抑制措置により、インフラストラクチャーおよびシステム支援サービスの費用が割引(24百万ユーロ)したことによるものである。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024年および2023年における主な項目は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	その他の利益および損失			
		2024年	2023年	変化	% Chg.
グループ会社に対する投資の処分等		**55**	**17**	**38**	**223.5**
ファイバー・オプティクスを利用する権利の譲許		37(2)	-	37	該当無し
Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (Palma de Mallorca)の旧本社隣接地		10(3)	-	10	該当無し
the Foix Thermal Power Station (Barcelona)の隣接地		-	6	(6)	(100.0)
発電および小売供給事業のグラナダ、マラガおよびテルエルに所在する土地		-	6	(6)	(100.0)
Bahía de Boloniaの土地(Cádiz)		7	-	7	該当無し
その他(4)		1	5	(4)	(80.0)
合計	**14**	**55**	**17**	**38**	**223.5**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) 37百万ユーロ(税効果控除後28百万ユーロ)に達した、前年度にEndesa Ingeniería, S.L.U.により行われた取引から生じた偶発事象に関する引当金の戻入れを含む。
(3) 2024年12月30日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、Palma de Mallorcaに所在するGas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社に付属する土地1区画を取引費用控除後で62百万ユーロに相当する金額で売却し、そのうち51百万ユーロは2024年12月31日現在、未収金となっており、その合計で10百万ユーロのキャピタル・ゲインを生み出している。
(4) 土地および不動産の売却により発生した税引前キャピタル・ゲインに関連する。

非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失

2024年および2023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			
		2024年	2023年	変化	% Chg.
償却額	**8.2.1**	**1,903**	**1,768**	**135**	**7.6**
有形固定プラントの減価償却の引当金	20	1,518	1,418	100	7.1
無形資産償却引当金	23	385	350	35	10.0
非金融資産の減損損失		**115**	**96**	**19**	**19.8**
減損損失の引当金	**8.2.1**	**136**	**116**	**20**	**17.2**
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		35	95	(60)	(63.2)
石炭火力発電所(2)	3.2f.4および20.3	-	1	(1)	(100.0)
半島外の領域(NPT)(3)の資金生成単位(CGUs)	3.2f.4および20.3	11	90	(79)	(87.8)
再生可能発電所プロジェクト(4)		23	4	19	475.0
他の有形固定資産および運用財産	22	1	-	1	該当無し
無形資産の減損損失の引当金処理	23.3	101	21	80	381.0
再生可能発電所プロジェクト(4)		101	21	80	381.0
減損損失の払戻し	**8.2.1**	**(21)**	**(20)**	**(1)**	**5.0**
有形固定資産および運用財産の減損損失の払戻し		(21)	(18)	(3)	16.7
石炭火力発電所(2)	3.2f.4および20.3	(2)	(7)	5	(71.4)
半島外の領域(NPT)(3)の資金生成単位(CGUs)	3.2f.4および20.3	(2)	-	(2)	該当無し
他の有形固定資産および運用財産(5)	22	(17)	(11)	(6)	54.5
無形資産に係る減損損失の払戻し	23.3	-	(2)	2	(100.0)
再生可能発電所プロジェクト(4)		-	(2)	2	(100.0)
合　　計	**15.1**	**2,018**	**1,864**	**154**	**8.3**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) 総額2百万ユーロ(2023年は7百万ユーロ)のロス・バリオス港ターミナル(カディズ)の減損損失の払戻しを含む。
(3) 2024年は7百万ユーロ、2023年は68百万ユーロ、いずれも純税額影響を含む。
(4) 2024年は107百万ユーロ、2023年は17百万ユーロ、いずれも純税額影響を含む。
(5) 2024年および2023年には、Gas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社が所在していた財産およびパルマ・デ・マヨルカに隣接する土地の払戻しを、それぞれ16百万ユーロおよび10百万ユーロ(それぞれ12百万ユーロおよび8百万ユーロの純税額影響)減損損失を含む。

2024年の非金融資産の償却額と減損損失額は合計2,018百万ユーロとなり、主に以下の要因により前年度比で154百万ユーロ(+8.3%)増加した:

非金融資産の減価償却費、償却費および減損損失	参照(1)	増減	
減価償却費用		＋135百万ユーロ(+7.6%)	・ 減価償却費の費用額の増加は、まず、再生可能エネルギーや配電による発電のための制度・設備が同社の戦略プランに沿って投資に行われていること、そして、商業活動によって顧客との契約確保のための増分費用が活性化されていることによるものである。
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)それぞれに関する資金生成単位(CGUs)	3.2f.4および15.1	－81百万ユーロ(-90.0%)	・ 2024年と2023年には、バレアレス諸島、カナリー諸島、セウタ、メリーヤのそれぞれの半島外の領域(NPT)の資金生成単位(CGUs)に減損損失が計上された。これは、これらの資産の帳簿価額と回収可能価額(それぞれ9百万ユーロおよび90百万ユーロ)を一致させるために行われました(「純利益および純経常利益」を参照)。
自然エネルギー発電所プロジェクト	15.1、20.3および23.3	＋101百万ユーロ	・ 2024年において、主に太陽光発電所に関連する複数のプロジェクトの減損損失が計上され、合計で124百万ユーロ(107百万ユーロの純税額の影響)となった。これは、発電所事業運営に必要な許認可が確保されていないこと、環境影響評価(EIA)の不利な結果、および当社の戦略計画に沿った選択的投資方針に沿った特定のプロジェクトに対する投資還元予想の見直しなどが原因である。 ・ 2023年に様々な風力プロジェクトの減損損失が総額23百万ユーロ(17百万ユーロの純税額影響)となったことが認められた。これは主に環境影響評価(EIA)のマイナスの影響を受けたためである。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024年および2023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)	2024年	2023年	変化	% Chg.
減損損失に関する引当金	**8.2.1、40.1.3および40.5.1**	**400**	**446**	**(46)**	**(10.3)**
顧客との契約からの債権の減損損失に関する引当金		399	440	(41)	(9.3)
その他の金融資産の減損損失に関する引当金		1	6	(5)	(83.3)
減損損失の戻入れ	**8.2.1、40.1.3および40.5.1**	**(196)**	**(178)**	**(18)**	**10.1**
顧客との契約からの債権の減損損失の戻入れ		(194)	(176)	(18)	10.2
その他の金融資産の減損損失の戻入れ		(2)	(2)	-	-
合　　計	**15.2**	**204**	**268**	**(64)**	**(23.9)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2024年度の財務減損損失の純額は204百万ユーロで、64百万ユーロ(-23.9%)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配分に関連している。

2023年度に関するばらつきは、国内需要家の経済的能力を低下させる高インフレと高エネルギー価格のマクロ経済環境において、規制された料金契約を結んでいる需要家の、その年における支払い行動の悪化の結果である。

純金融業績

2024年と2023年の純金融損益は、それぞれ493百万ユーロと590百万ユーロの額でマイナスであった。

2024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)	2024年	2023年	変　化	% Chg.
純金融損失		(489)	(611)	122	(20.0)
金融利益		131	38	93	244.7
財務費用		(639)	(705)	66	(9.4)
デリバティブ金融商品における利益および費用		19	56	(37)	(66.1)
換算差額純額		(4)	21	(25)	(119.0)
合　計	**16**	**(493)**	**(590)**	**97**	**(16.4)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024年、純金融費用は前年比で122百万ユーロ増加し、489百万ユーロとなった。

2024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			
	2024年	2023年	変　化	% Chg.
償却費用における金融商品の純費用(1)	(411)	(491)	80	(16.3)
償却費用の収益金融資産	60	14	46	328.6
償却費用における金融商品の費用処理	(471)	(505)	34	(6.7)
IFRS第9号「金融商品」に従った労働力再構築計画、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	(65)	(79)	14	(17.7)
「ボノソーシャル」判決による支払遅延利息	26	4	22	550.0
仲裁裁定に基づく支払遅延利息	-	(15)	15	(100.0)
ファクタリング取引手数料	(29)	(49)	20	(40.8)
2016年12月2日、違憲国王布告宣言判決3号/判断の遅延に関する利息(2)	21	-	21	該当なし
再生可能保証実施費用	(32)	-	(32)	該当なし
その他	1	19	(18)	(94.7)
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	(29)	(42)	13	(31.0)
負債に係る金融派生商品からの金融利益および費用	19	54	(35)	(64.8)
その他当期純財務費用	11	7	4	57.1
合　計	**(489)**	**(611)**	**122**	**(20.0)**

(1) 2024年度には、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が9百万ユーロ含まれている一方、負債として計上された金融保証に割り当てられた財務費用は8百万ユーロ(2023年度はそれぞれ14百万ユーロと8百万ユーロ)となっている。
(2) 「法人所得税」参照。

2024年における上記の費用の変動は、以下のとおりであった。

純金融費用	参照(1)	増減	
償却費用における金融負債の純費用		－80百万ユーロ (-16.3%)	・　純財務費用は主に、2023年の15,373百万ユーロから2024年の13,013百万ユーロへと進化した両期間の平均総金融負債の減少と、2023年の3.2%から2024年の3.6%へと増加した総金融負債費用の増加にもかかわらず、両期間の金利の進展に伴い、2024年に当社が保有する預金の正式化により減少しました(「(3)流動性および資本の原資―財政管理」参照)。
労働力再構築計画、解体および金融資産の減損のための引当金（IFRS 9）		－14百万ユーロ (-17.7%)	・　この変更は、労働力再構築計画の規定更新に伴う費用の減少(14百万ユーロ)と、金利の変更に伴う設備解体費用(3百万ユーロ)によるところが大きい。
「ボノソーシャル」支払遅延利息	16.1 および50	－22百万ユーロ	・　2024年および2023年において、それぞれ26百万ユーロおよび4百万ユーロが支払遅延利息として認識されたのは、Endesa Energía S.A.U.から供給された消費者に関連する資金調達および協調融資において支払われた金額、ならびにEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.から供給された消費者に関連するボノソーシャルの適用、照合および管理プロセスを確立するために投資された金額に対するEndesa, S.A.が支払いを受ける権利が認められたためである。
仲裁判断による支払遅延利息	16.1および50	＋15百万ユーロ	・　2023年度には、液化天然ガス(LNG)の長期供給契約の価格改定に関する仲裁裁定を受けたことによる費用の計上により、15百万ユーロが延滞利息として計上された。
再生可能プロジェクト保証実施費用	16.1	＋32百万ユーロ	・　2024年には、特定の自然プロジェクトに対する保障の実施から生じる危険性が認識されている(「営業費用」参照)。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024年度において、換算レート差額純額は、マイナス4百万ユーロだった(2023年度は、プラス21百万ユーロだった。)。

この変動は、主に、エンデサが当該期間において直面しなければならなかった、米ドル建てで締結された契約に関連する支払いにおける、2023年におけるユーロ/米ドル(EUR/USD)の換算レートの変動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/(損失)

2024年および2023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11百万ユーロおよび10百万ユーロであった。

(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	
		2024年	2023年
関連会社		**-**	**(8)**
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		1	2
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		(1)	(6)(2)
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		3	1
Endesa X Way, S.L.		(5)	(4)
その他		2	(1)
ジョイント・ベンチャー		**11**	**18**
Front Marítim del Besòs, S.L.		-	(2)
Nuclenor, S.A.		1	4
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		2	3
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		1	3
その他		7	10
合　　計	**17および26**	**11**	**10**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) エネルギー政策鉱山総局で承認された水力-風力発電所の年間標準稼働時間のアップデートに基づき、当社が受け取る電力保障の報酬の減少に関連する損失を主に反映している。

法人所得税

2024年度の法人所得税費用は696百万ユーロに増加し、393百万ユーロ(2023年度に計上された金額に対して+129.7%)の増加となった(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18を参照のこと。)。

2024年および2023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)

	2024年		2023年	
	損益計算書	実効税率(%)	損益計算書	実効税率(%)
税引前利益/損益	**2,589**		**1,065**	
法人所得税	**696**	**26.9**	**303**	**28.5**
一時的なエネルギー課税(1)による非控除費用	(34)		(51)	
事業年度の業績に帰属する割当の控除	24		39	
配当金免除に関する制限	(24)		(18)	
2016年12月2日付、国王布告法2016年第3号の違憲宣言判決に基づく遅延利息(2)	(6)		-	
過去の影響を考慮しない法人所得税	**656**	**25.3**	**273**	**25.6**

(1) 「営業費用」参照。
(2) 2024年1月18日付の憲法裁判所判決2024年第11号に基づき、一方では2014年11月27日付法律2014年第27号に対する、2016年12月2日付国王布告法2016年第3号による改正の違憲性の宣言、他方では違憲性を宣言された2024年12月20日付法律2024年第7号の措置により法人税の支出が減少した。

純利益および純経常利益

2024年の親会社に帰属する純利益は、2023年から1,146百万ユーロ増加(＋154.4%)して、1,888百万ユーロとなった。

2024年の親会社に帰属する純経常利益は、以下のとおり、1,993百万ユーロ(＋109.6%)であった。

(単位：百万ユーロ)

	2024年	2023年	変化	Chg (%)
純利益	**1,888**	**742**	**1,146**	**154.4**
非金融資産の処分における純利益/損失(1)	(28)	-	(28)	該当無し
光ファイバー使用権の譲与	(28)	-	(28)	該当無し
非金融資産の減損損失の純額(1)	95	85	10	11.8
半島外の領域(NPT)における資金生成単位(CGU)	-	68	(68)	(100.0)
再生可能エネルギー発電所プロジェクト	107	17	90	529.4
Gas y Electricidad Generación, S.A.U.(パルマ・デ・マヨルカ)の旧本社に隣接する土地	(12)	-	(12)	該当無し
脱炭素化計画およびプロセスのデジタル化に関連する労働力再構築費用による人件費の純当初配分	38	124	(86)	(69.4)
純経常利益	**1,993**	**951**	**1,042**	**109.6**

(1) 10百万ユーロを超えるもの

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2024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に開示されている。

以下は、2024年および2023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)

	2024年									
	発電および商業化									
	従来の発電(1)	再生可能発電	エネルギー商業化	その他の製品およびサービスの商業化	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**	**16,096**	**349**	**(6,983)**	**18,866**	**2,602**	**399**	**(560)**	**21,307**
第三者との収益	2,804	399	15,290	349	-	18,842	2,457	8	-	21,307
セグメント間取引からの収益	5,180	1,021	806	-	(6,983)	24	145	391	(560)	-
仕入およびサービス	**(6,206)**	**(171)**	**(13,454)**	**(187)**	**6,963**	**(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**	**1,413(2)**	**162**	**(20)**	**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)**	**(492)**	**(56)**	**20**	**(1,602)**	**(452)**	**(420)**	**422**	**(2,052)**
税引前営業利益(EBITDA)	**1,298**	**976**	**921**	**106**	**-**	**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)**	**(239)**	**(52)**	**-**	**(1,258)**	**(720)**	**(40)**	**-**	**(2,018)**
減価償却費	(542)	(293)	(239)	(52)	-	(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**	**-**	**(182)**	**(16)**	**-**	**(197)**	**(7)**	**-**	**-**	**(204)**
金融資産の減損引当金	(1)	(1)	(321)	(33)	-	(356)	(44)	-	-	(400)
金融資産の減損の戻入れ	2	1	139	17	-	159	37	-	-	196
営業利益(EBIT)	**749**	**559**	**500**	**38**	**-**	**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	2	(5)	-	10	1	-	-	11

(1) それぞれ、397百万ユーロのプラス、134百万ユーロのプラス、および50百万ユーロのプラスの半島外の領域(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。

(単位：百万ユーロ)

	2023年									
	発電および商業化									
	従来の発電(1)	再生可能発電	エネルギー商業化	その他の製品およびサービスの商業化	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	**11,339**	**1,216**	**20,343**	**382**	**(10,101)**	**23,179**	**2,466**	**501**	**(687)**	**25,459**
第三者との収益	3,059	304	19,409	376	-	23,148	2,302	9	-	25,459
セグメント間取引からの収益	8,280	912	934	6	(10,101)	31	164	492	(687)	-
仕入およびサービス	**(7,400)**	**(164)**	**(18,377)**	**(217)**	**10,064**	**(16,094)**	**(166)**	**(209)**	**157**	**(16,312)**
エネルギー商品デリバティブからの収益および費用	**(2,426)**	**18**	**(764)**	**-**	**-**	**(3,172)**	**-**	**-**	**-**	**(3,172)**
限界利益	**1,513**	**1,070**	**1,202(2)**	**165**	**(37)**	**3,913**	**2,300**	**292**	**(530)**	**5,975**
固定営業費用ならびにその他の利益および損失	**(785)**	**(249)**	**(534)**	**(104)**	**37**	**(1,635)**	**(563)**	**(530)**	**530**	**(2,198)**
税引前営業利益(EBITDA)	**728**	**821**	**668**	**61**	**-**	**2,278**	**1,737**	**(238)**	**-**	**3,777**
非金融資産の減価償却費および減損損失	**(613)**	**(288)**	**(185)**	**(51)**	**-**	**(1,137)**	**(684)**	**(43)**	**-**	**(1,864)**
減価償却費	(530)	(265)	(185)	(51)	-	(1,031)	(694)	(43)	-	(1,768)
非金融資産の減損引当金	(90)	(26)	-	-	-	(116)	-	-	-	(116)
非金融資産の減損の戻入れ	7	3	-	-	-	10	10	-	-	20
金融資産の減損損失	**2**	**(5)**	**(254)**	**(14)**	**-**	**(271)**	**3**	**-**	**-**	**(268)**
金融資産の減損引当金	(3)	(5)	(359)	(17)	-	(384)	(62)	-	-	(446)
金融資産の減損の戻入れ	5	-	105	3	-	113	65	-	-	178
営業利益(EBIT)	**117**	**528**	**229**	**(4)**	**-**	**870**	**1,056**	**(281)**	**-**	**1,645**
持分法を適用して会計処理される会社の純利益/損失	5	2	2	(3)	-	6	4	-	-	10

(1) それぞれ、486百万ユーロのプラス、213百万ユーロのプラス、37百万ユーロのプラスの半島外の領域(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) 91百万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

2024年を通じて、欧州連合(EU)が供給を確保するために実施した措置により、主に供給者の多様化と液化天然ガス(LNG)の輸入の増加により、ガス価格は徐々に安定している。しかし、年末にかけて、ガスプロムのウクライナとの通過協定の締結、地政学的リスクの高まり、ノルウェーの生産油田での入手不可能性、さらには戦略的貯蔵の低水準が重なり、ガス価格およびそのボラティリティが上昇した。

一方、エネルギー節約政策によって資源のより効率的な利用が可能となり、温暖な気温と相まって天然ガス需要に好影響を与えている。さらに、より持続可能なエネルギーへの移行は、ガス消費にも影響を与えた。これは、期中の水力発電の高水準と相まって、発電のガス需要の削減につながり、卸売電力市場の低価格化に寄与している。

2024年の主要数値および前年同期との差異は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

重要な数値	2024年	2023年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	4,903	3,913	990	+25.3	6	限界利益の進展は、とりわけ次の結果による: ・ 主にエネルギー市場の価格変動を背景に2022年度に契約したガスデリバティブの決済の進展により、「商品デリバティブにおける収益および支出」が2,264百万ユーロのプラスの変動となり、これを一部相殺するものとして、電力およびガス販売の減少(4,088百万ユーロ)、エネルギー購入および燃料消費費用の減少(2,836百万ユーロ)の結果として、とりわけ卸売電力およびガス市場における平均演算価格の下落(それぞれ63.0ユーロ/MWh、-27.7%および34.3ユーロ/MWh、-15.5%)。 ・ 2024年度において、2023年12月27日付国王布告法2023年第8号に基づく本税の一時的な停止の延長の終了による発電の価額に対する税金(342百万ユーロ)に関連する費用の計上。 ・ 二酸化炭素(CO_2)排出権の使用量、原産地保証およびその他の環境証明書の発展により、主に二酸化炭素(CO_2)排出権の平均価格(65.2ユーロ/トン、-21.9%)および原産地保証(-92.5%)の減少により、311百万ユーロの費用が削減した。
税引前営業利益 (EBITDA)	3,301	2,278	1,023	+44.9	12、13、26.1および36	固定営業費用の減少(33百万ユーロ)は、以下を含むいくつかの要因によるものである。 ・ 2つの期間の間の平均労働力の減少(-3.3%)および労働力再構築計画の純引当の減少(4百万ユーロ、プラス)による給与および賃金に関連する費用の削減(9百万ユーロ)。 ・ 当社の事業の効率性および有効性に重点を置いた戦略に沿った費用抑制措置の結果としての、インフラストラクチャーおよびシステムサポートサービス費用が減少したことによる固定営業費用の減少(15百万ユーロ)。
営業利益 (EBIT)	1,846	870	976	+112.2	15.1、20.1、23.1および32	・ 主に再生可能資産への投資増および顧客との契約の獲得で発生した増分原価の資本組入れの増加の結果としての、減価償却費の増加(95百万ユーロ)を含む。 ・ バレアレス諸島およびカナリア諸島ならびにセウタおよびメリーヤのそれぞれの半島外の領域(NPT)に対する資金生成単位(CGUs)の減損引当金、合計9百万ユーロ(2023年は90百万ユーロ)。 ・ 合計124百万ユーロ(2023年は23百万ユーロ)となる、開発が予定されていない特定の再生可能エネルギープロジェクトの減損費用の認識。 ・ 2024年に規制された料金契約を結んだ顧客からの支払行動が改善したことにより、純引当金が減少(74百万ユーロ)したことの反映。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024年の主要数値および前年同期との差異は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

重要な数値	2024年	2023年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	2,456	2,300	156	+6.8	6	・ 証拠金の変動は、2024年7月31日付のスペイン国市場および競争委員会(CNMC)の決議に従い、前年度の再決済を2024年に登録したことなどにより、配電事業の規制された収益が増大したことによるものである。
税引前営業利益(EBITDA)	2,004	1,737	267	+15.4	13、36および50	固定営業費用の減少およびその他の実績(111百万ユーロ)は、以下を含むいくつかの要因によるものである。 ・ 職員リストラ制度の純割当(プラス79百万ユーロ)における、2つの期間の間のばらつきによる人件費の減少(85百万ユーロ)と、2つの期間の間の平均労働力の減少(-2.4%)による賃金および給与の削減(3百万ユーロ)。 ・ 過去の年度に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戻入れ(37百万ユーロ)。
営業利益(EBIT)	1,277	1,056	221	+20.9	-	・ 主に、配電システムおよび配電設備への投資の結果としての減価償却費(43百万ユーロ)の増加。 ・ 2024年および2023年において、Gas and Electricity Generation, 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の物件の減損損失の払戻しを含む(それぞれ16百万ユーロおよび10百万ユーロ)。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

2024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	2024年	2023年	変化	Chg (%)	参照(1)	
限界利益	(14)	(238)	224	(94.1)	51	・ 小売市場の自由セグメントに関する社会的補填融資制度の非適用可能性に関する最高裁判所の決定から得られた収益の算定を含む(148百万ユーロ)。 ・ 両期間における、2022年12月27日付法律2022年第38号によって導入された暫定エネルギー税に関連する費用の認識(それぞれ138百万ユーロおよび208百万ユーロ)。
税引前営業利益(EBITDA)	(12)	(238)	226	(95.0)	36	・ EBITDAの推移には、とりわけ、労働力再構築計画の純引当における2つの期間の間の変動による人件費の減少(58百万ユーロ)ならびに当社の事業の効率性および有効性に重点を置いた戦略に沿った費用抑制措置によるインフラストラクチャーおよびシステムサポートサービス費用の減少(9百万ユーロ)による固定営業費用の減少が含まれている。
営業利益(EBIT)	(52)	(281)	229	(81.5)	-	・ ソフトウエア償却額(3百万ユーロ)の割引を含む。

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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

エンデサの財政管理目標は、マクロ経済環境などを考慮し、機会費用を最小限に抑えながら十分な流動性を確保し、満期に合わせた金融負債構造を維持し、資金調達手段への継続的なアクセスを確保することを目指している。

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、利用可能で十分な水準の資金を無条件に維持することにより、エンデサは流動性を保証することを追求する。2024年12月31日現在のエンデサの流動性状況は、「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記40.4.1に記載されている。さらに、流動性状況を強化し、事業資金調達の継続性を確保するため、エンデサは一連の金融取引を手配した(「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記40.4.2を参照のこと。)。

金融負債

2024年12月31日時点において、エンデサは、9,298百万ユーロの純金融負債を有しており、2023年12月31日時点の負債と比べて1,107百万ユーロ減少した(-10.6%)。

2024年および2023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。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	借入の調整			
		2024年12月31日	2023年12月31日	変化	Chg (%)
非流動金融負債	40.3	9,881	9,636	245	2.5
流動金融負債	40.3	613	4,091	(3,478)	(85.0)
総金融負債(2)		**10,494**	**13,727**	**(3,233)**	**(23.6)**
金融資産として認識されたデリバティブ負債	43	36	61	(25)	(41.0)
現金および現金同等物	33	(840)	(2,106)	1,266	(60.1)
資産として認識されたデリバティブ負債	43	(41)	(57)	16	(28.1)
資産として認識された金融保証	28.1 および30	(351)	(1,220)	869	(71.2)
純金融負債		**9,298**	**10,405**	**(1,107)**	**(10.6)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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、3,321百万ユーロ(総金融負債総額の32%)である(「第6　経理の状況」に含まれる2024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6,018百万ユーロ(総金融負債の57%)にのぼる金融業務を手配した。

純金融負債の変化を理解するために、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、Enel Green Power España Solar 1, S.L.の49.99%少数持分の売却を完了したことに留意する必要がある。同社は、スペインにあるエンデサの稼働中の太陽光発電施設のすべてを所有しており、総設備能力は約2GWである。本持分は、Masdar España Renewables 1, S.L.に売却され、取引費用を差し引いた総額849百万ユーロ相当が2024年12月31日までに全額受領された(「第6　経理の状況」に含まれる2024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7および45.3を参照のこと。)。

構造

2024年および2023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			
	2024年12月31日	2023年12月31日	変　化	Chg (%)
ユーロ	10,385	13,586	(3,201)	(23.6)
米国ドル(USD)	109	141	(32)	(22.7)
合計	**10,494**	**13,727**	**(3,233)**	**(23.6)**
固定利率	6,604	9,771	(3,167)	(32.4)
変動利率	3,890	3,956	(66)	(1.7)
合計	**10,494**	**13,727**	**(3,233)**	**(23.6)**
平均年数(年)	4.1	4.0	-	-
平均費用(%)	3.6	3.2	-	-

2024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99%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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記40.3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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記34.1.12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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記34.1.1に記載されている。

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。2024年および2023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[1]	レバレッジ		Chg.(%)
		2024年12月31日	2023年12月31日	
純金融負債		**9,298**	**10,405**	**(10.6)**
非流動金融負債	40.3	9,881	9,636	2.5
流動金融負債	40.3	613	4,091	(85.0)
金融資産として認識されたデリバティブ負債	43	36	61	(41.0)
現金および現金同等物	33	(840)	(2,106)	(60.1)
資産として認識されたデリバティブ負債	43	(41)	(57)	(28.1)
資産として認識された金融保証	28.1	(351)	(1,220)	(71.2)
資本	**34**	**9,053**	**7,204**	**25.7**
親会社	34.1	8,110	7,017	15.6
非支配持分	34.2	943	187	404.3
レバレッジ(%)		**102.71**	**144.43**	**該当なし**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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	2024年12月31日	2023年12月31日
流動性比率	1.02	0.85
支払能力率	1.01	0.93
負債比率(%)	50.67	59.09
負債カバレッジ率	1.76	2.75
純金融負債/固定資産(%)	37.28	41.59
純金融負債/営業資金	2.31	3.11
(営業資金+支払利息)/支払利息[1]	8.36	7.96

(1) それぞれ2024年および2023年に対応する。

流動性

「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記40.4.1を参照のこと。

信用格付管理

ソブリン信用格付

2024年を通じて、主要3機関の評価によれば、スペインのソブリン債務の格付けは改善している。

ムーディーズは2024年3月18日、同国の経済および財政の安定に対する認識の改善を反映して、見通しを安定的からポジティブに変更し、格付けを「Baa1」に据え置く決定を発表した。同機関によれば、スペインは現在、ガバナンスの強化および経済政策の有効性とともに、よりバランスのとれた成長モデルを示している。プラスの面では、民間部門の債務の減少、堅調な銀行部門、経常収支の黒字、および過去10年間と比較して労働市場が好調であることも際立っている。

2024年11月8日、フィッチ格付業者も同様に、スペイン国債の見通しをプラスに格上げすることを決定したが、必要な改革の実施に対する政府の弱さを理由に、格付けを「A-」に据え置いた。

この評価は、頑健な観光部門および進歩する労働市場に支えられたスペイン経済の堅調さを反映していると同時に、高い公的債務や生産性の成長の低さなどの課題も浮き彫りにしている。

最後に、スタンダード・アンド・プアーズ(S&P)は、スペインのソブリン格付けを「A」に維持し、見通しは安定している。この評価は、スペイン経済に対する信頼を反映しているが、同機関はまた、同国の高い公的債務および生産性の成長の低さなどの課題を浮き彫りにしている。

エンデサ信用格付

エンデサについては、2024年1月30日にフィッチ格付業者による年次レビューが実施され、その後、エンデサの長期信用格付けは「BBB+/安定的見通し」、シニア無担保格付けは「-A-」に再確認された。スタンドアロン・クレジット・プロファイル(SCP)の格付けも「bbb+」で変更なしで確認された。

同機関によると、この格付けは、2024年から2026年にかけて市場に提示された投資計画が大幅に増えたにもかかわらず、収益の半分が規制され、2026年までには競合他社よりも低いレバレッジが予想されるという、スペイン電力市場における当社のリーダーシップを大きく反映している。

EBITDAの予想成長、予想を上回る速さでの金融担保および規制運転資本の削減、新再生可能エネルギープロジェクトへのパートナーシップモデルの活用が、この期間のプラス面として強調されている。

また、この評価では、スペイン以外の地理的な分散がないこと、投資家への寛大な報酬があること、スペインの政治的および規制上のリスクが他のEU管轄区域よりも大きいとの見方が考慮されたが、このリスクは減少していることも指摘された。

2024年6月3日、ムーディーズは主要株主の格付けに関する同様の決定に続き、エンデサの格付け見通しをネガティブから安定的に改善する決定を市場に発表した。長期格付けは「Baa1」、短期格付けは「P-2」に据え置かれた。

2024年6月6日に同機関が発表したエンデサに関するフォローアップ報告書で、ムーディーズは、エンデサの基本的な信用品質は、収益の安定性を確保する事業構成における規制された事業のかなりの割合および低いレバレッジから恩恵を受けていることを強調し、ムーディーズによると、これら2つのプラス要因は、エンデサのイベリア市場への地理的集中、大幅な株主還元、そして主に規制および再生可能エネルギー資産に重点を置いた2024-2026戦略計画に示された広範な投資計画を相殺した。

最後に、信用格付業者のスタンダード・アンド・プアーズは、エンデサの信用格付けを「BBB/A-2」に据え置き、2024年を通じて安定した見通しを示した。

この格付けは、2025年1月10日に発表されたレポートで、2025年の始めに再確認された。その中でアナリストは、エンデサの2025-2027年戦略計画が再生可能エネルギーよりも配電網の拡大を優先していることを強調し、低リスクの規制されたEBITDAのシェア拡大に向けた事業構成のリバランスを予想している。

スタンダード・アンド・プアーズは、エンデサの財務比率が、今後数年間で自律的なスタンドアロン・クレジット・プロファイル(SACP)の「a-」と一致する水準まで回復すると確信しており、同社のレバレッジが欧州の同業他社を大幅に下回る状態が続くことを示している。その基本シナリオで、同機関は、エンデサが2023年に株主に分配した1株当たり1.00ユーロから、2027年には配当金を1株当たり1.50ユーロに引き上げた後でも、プラスのキャッシュフローを生み出すと予想している。

最後に、2025年2月7日、フィッチ格付業者による新たな年次レビューが終了した。今回、エンデサの長期信用格付けは「BBB+/安定的見通し」、シニア無担保格付けは「A-」で据え置かれたが、エンデサのスタンドアロン・クレジット・プロファイル(SACP)は「bbb+」から「a-」に格上げされた。

この格上げは、フィッチが2024年のエンデサの収益について、EBITDAおよびキャッシュフロー創出の両方で力強い回復を見込んでいることに裏打ちされている。

さらに、同機関の見解では、2025年から2027年の期間中の当社の財務比率および貸借対照表が、規制された流通および非本土発電事業の投資が増大した場合であっても、2026年から2031年にかけての報酬レビューが好ましい結果で終了した場合、格付け「スタンドアロン・クレジット・プロファイル」(SACP)を「a-」で維持するのに十分な利幅を提供している。

信用格付け

要約すると、エンデサの2024年中および本有価証券報告書の発表日に至るまでの信用格付の展開は以下のとおりである。

	信用格付						
	2025年6月17日現在				2024年12月31日現在		
	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	安定的	2025年1月10日	BBB	A-2	安定的
ムーディーズ	Baa1	P-2	安定的	2024年6月6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

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、本有価証券報告書の提出日時点において、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

2024年および2023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。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	現金および現金同等物			
		2024年12月31日	2023年12月31日	変化	Chg (%)
手元の現金および銀行の預金		78	1,281	(1,203)	(93.9)
その他の現金同等物(2)		762	825	(63)	(7.6)
合計	**33**	**840**	**2,106**	**(1,266)**	**(60.1)**

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024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) 本項目には、市場金利が付加される両期間の終了日付の預金が含まれる。

2024年および2023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。

(単位：百万ユーロ)

	参照(1)	キャッシュ・フロー計算書			
		2024年	2023年	変化	Chg (%)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	45.1	3,567	4,697	(1,130)	(24.1)
投資活動による正味キャッシュ・フロー	45.2	(1,333)	3,196	(4,529)	(141.7)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	45.3	(3,500)	(6,658)	3,158	(47.4)

(1) 「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記。

2024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(3,567百万ユーロ)ならびに現金および現金同等物の減少(1,266百万ユーロ)により、投資活動(1,333百万ユーロ)および財務活動(3,500百万ユーロ)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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記45に記載されている。

第三者への購入コミットメントおよび保証ならびにその他のコミットメント

「第6　経理の状況」に含まれる2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記47参照のこと。

生産、受注及び販売の状況

主な市場の概況

Ⅰ．スペインおよびポルトガルにおける事業

Ⅰ.1．スペインにおける電力

2024年中のスペイン(出典：REE)

電力需要は、前年と比べて1.5%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(42.2%)と比較して、再生可能エネルギー発電(57.8%)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23.6%、太陽光発電が17.3%、水力発電が13.6%を占めている。従来の分野では、原子力発電の貢献度が20.6%で、次いで複合循環発電が11.3%であった。

このような背景から、エンデサの発電所は、2024年に合計発電量59,780GWhに達し、主に複合循環発電の発電量の減少、さらに、原子力発電の発電量減少により、前年と比べると1%低かった。合計発電量の70.2%(41,944GWh)は排出物ゼロ発電に相当し、2023年に比べて7.3%高かった。また、17,836GWhはガスおよび石油発電所に相当し、前年と比べて16%減少した。

スペイン本土における従来型のエネルギー資源を用いた発電に関して、石炭発電の廃止および複合循環発電の減少(-25.4%)が顕著であった。

再生可能エネルギーによる発電については、前年と比べて水力発電(+50.7%)の増加ならびに風力および太陽光発電(+11%)が最大の貢献をした。

この文脈において、

・ 2024年、エンデサの発電量は59,780GWhであり、前年同期比で0.8%減少した。詳細は以下のとおりである。

発電量 (1)	2024年		2023年		Chg (%)
	GWh	割合(%)	GWh	割合(%)	
半島	**48,769**	**81.6**	**48,896**	**81.1**	**(0.3)**
再生可能エネルギー	17,792	29.8	14,212	23.5	25.2
水力	7,660	12.8	5,083	8.4	50.7
風力(2)	6,374	10.7	6,392	10.6	(0.3)
太陽光(3)	3,758	6.3	2,736	4.5	37.4
その他	-	-	1	0.0	(100.0)
原子力	24,152	40.4	24,865	41.3	(2.9)
石炭	-	-	672	1.1	(100.0)
複合循環(CCGT)	6,825	11.4	9,147	15.2	(25.4)
半島外の領域(NPT)	**11,011**	**18.4**	**11,368**	**18.9**	**(3.1)**
石炭	54	0.1	70	0.1	(22.9)
燃料ガス	4,309	7.2	4,505	7.5	(4.4)
複合循環(CCGT)	6,648	11.1	6,793	11.3	(2.1)
合　　計	**59,780**	**100.0**	**60,264**	**100.0**	**(0.8)**

(1) バスバーにて。
(2) 2024年において、半島外の領域に対応する99GWh(2023年は76GWh)を含む。
(3) 2024年において、半島外の領域に対応する92GWh(2023年は95GWh)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2024年の半島電力構成の86.0%を占め、残りのセクターでは88.0%であった(2023年はそれぞれ79.8%および83.9%)。

2024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18.7%。
- 配電において43.3%。
- 電力供給において28.9%。

2024年、従来のガス需要は前年比で3.9%増加した。2024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11.1%の市場占拠率を確保した。

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。これ以降、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、2024年、エンデサは、合計で138,580GWhを供給し(2023年は136,363GWh)、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、2023年と比べて1.6%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195,881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。

2024年、電力を供給する顧客の数は12.638百万人を超えたが、2023年と比べて0.7%の増加であった。

卸売発電市場

2024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、247TWhで、2023年(229TWh)と比べて0.9%増加した。2024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18.9TWhであった(出典：REE)。

2024年、需要の82%を非排出エネルギー源で、残りの18%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が56%を超えた。複合のうち風力発電が23%と最も多く、原子力が20%、太陽光発電が17%、そして循環発電が13%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、2024年にスペインの電力システムは10TWhの輸出残高を記録した。

2024年中、電力先物市場の流動性は、2023年と比較して、わずかに増加した。2024年におよそ187TWhで取引されたが、これは2023年(127TWh)より47%増加している。

次表は、2024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)
スペイン						
本土における体制						
従来型発電						
石炭						
Compostilla (2)	Cubillos del Sil-León	H-A	0	0	100.0	0
Anllares (3)	Anllares-León	H-A	0	0	33.3	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
合計(石炭)			**0**	**0**	-	**0**
CCGT						
San Roque 2	San Roque-Cádiz	CCGT	1	408.3	100.0	408.3
Besós 3	Besós-Barcelona	CCGT	1	419.3	100.0	419.3
Besós 5	Besós-Barcelona	CCGT	3	873.2	100.0	873.2
Colón 4	Huelva	CCGT	1	397.8	100.0	397.8
As Pontes	As Pontes-La Coruña	CCGT	3	870.4	100.0	870.4
合計(燃料ガス)			**9**	**2,969.0**	-	**2,969.0**
原子力						
Ascó I	Ascó-Tarragona	N	1	1,032.5	100.0	1,032.5
Ascó II	Ascó-Tarragona	N	1	1,027.2	85.0	873.1
Vandellós II	Vandellós-Tarragona	N	1	1,087.1	72.0	782.7
Garoña (6)	St.ª M.ª Garoña-Burgos	N	-	0	50.0	0
Almaraz I	Almaraz-Cáceres	N	1	1,049.4	36.0	378.0
Almaraz II	Almaraz-Cáceres	N	1	1,044.5	36.0	376.2
Trillo (7)	Trillo-Guadalajara	N	1	1,066.0	1.0	10.7
合計(原子力)			**6**	**6,306**	-	**3,454**
従来型発電合計				**9,274**	-	**6,422**

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)
水力						
従来型水力						
UPH Noroeste		H		749.27	100.0	749.27
UPH Ebro-Pirineos		H		1,952	100.0	1,952
UPH Sur		H		660.80	100.0	660.80
ポンプ式発電						
UPH Ebro-Pirineos		H		759.9	100.0	759.9
UPH Sur		H		589.8	100.0	589.8
合計(水力)			**131**	**4,711.7**	-	**4,711.7**
再生可能エネルギー(本土)						
合計(小水力)		**H**	**16**	**78.0**	-	**78.0**
合計(風力)		**W**	**94**	**2,851.2**	-	**2,851.2**
合計(太陽光発電)(17)		**PHV**	**51**	**2,434.9**	-	**2,434.9**
合計(バイオマス発電)		**B**	**1**	**0.5**		**0.5**
合計(本土の再生可能エネルギー)			**293**	**10,076.3**		**10,076.3**
本土以外の体制						
バレアレス諸島						
石炭						
Alcudia (8)	Mallorca	IC	2	260	100.0	260
燃料ガス						
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	Formentera	G	1	14	100.0	14
合計(バレアレス諸島)			**43**	**2,026.5**	-	**2,026.5**
カナリヤ諸島						
燃料ガス						
Jinamar (9)(10)(11)	Gran Canaria	F-G	6	243.0	100.0	243.0
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	10	697	100.0	697
Candelaria (11)(12)(13)	Tenerife	F-G	6	203.6	100.0	203.6
Granadilla (14)	Tenerife	F-G	14	797.4	100.0	797.4
Punta Grande	Lanzarote	D-G	13	231.01	100.0	231.01
Las Salinas(15)	Fuerteventura	D-G	11	171.6	100.0	171.6
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	107.7	100.0	107.7
合計(カナリヤ諸島)			**90**	**2,487.2**	-	**2,487.2**

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)
セウタおよびメリーヤ						
Ceuta	Ceuta	F-D	10	99	100.0	99
Melilla	Melilla	F-G	8	85	100.0	85
合計(セウタおよびメリーヤ)			**18**	**184**	**-**	**184**
合計(本土以外の体制の従来型発電)			**151**	**4,697.7**	**-**	**4,697.7**
合計(風力)		**W**	**12**	**41.6**	**-**	**41,6**
合計(太陽光)(17)			**5**	**56.6**		**56.56**
Gorona del Viento (16)	El Hierro	PH+W	-	11.50	0.2	0
合計(本土以外の体制の再生可能エネルギー)			**17**	**109.7**	**-**	**98.2**
合計(本土以外の体制)				**4,807.4**	**-**	**4,795.9**
ポルトガル						
石炭						
Tejo (18)	Pego, Abrantes	IC	0	0	43.8	0
CCGT						
Elecgas (19)	Pego, Abrantes	CCTG	2	855	100.0	855
合計(ポルトガル)			**2**	**855**	**-**	**855**
Morocco (20)	**Tahaddart**	**CCTG**	1	**391.8**	**32**	**0**

(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ジング・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ジング・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ジング・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ジング・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) 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。
(9) 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。
(10) Jinamar Gas 1：2024年9月24日をもって耐用年数の終了。
(11) 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)。
(12) 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。
(13) 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。
(14) Granadillaには、Aroa施設が含まれる(TG1+TG2：2×24.3MW)。
(15) Las Salinas Gas：2024年8月13日をもって耐用年数の終了。
(16) 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。
(17) 太陽光発電の電力はピーク電力。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。
(18) Tejo：2021年11月に発電所閉鎖。
(19) エンデサはElecgasの50%を保有しているが、料金徴収契約の100%を所有している。
(20) Tahaddartは持分法適用に統一される。

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)、PHV(太陽光発電)、B(バイオマス発電)、W(風力)およびPH+W(ポンプ式水力および風力発電)。

石炭採掘

2024年および2023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、2024年度末現在において、320,329キロメートルとなった。このうち埋設線は41.3%を占めている。

2024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1,347か所の変電所を有しており、92,245MVAの設備容量がある。当社の変電センターの数は131,949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。

I.2. スペインおよびポルトガルにおける天然ガス市場

2024年、エンデサは、62,170GWh(2023年は64,880GWh)を販売し、2023年と比べて4.2%減少している。

2024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1.302百万の供給地点により構成される(2023年より6.1%減少)。

2024年、ポルトガル天然ガス市場において、エンデサは、2023年より3.6%減少の2.7TWhを最終顧客に供給し、供給地点は140,700以上であった。

電力発電所への天然ガスの販売は、2024年に15.4TWhに達し、2023年と比べて21.2%減少した。

I.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Elecgasに対して50%の出資持分を有している。この発電所は2024年に1,442GWh(2023年に2,841GWh)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Elecgasとの間で締結している。

2024年、ポルトガル電力市場において、エンデサは、636,000超の供給先に宛て、7.3TWhを供給した(2023年において642,000の供給先に対して7.0TWh)。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16.7%であった。

前へ

5 【経営上の重要な契約等】

上記「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」および「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　生産、受注及び販売の状況」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を、当社のすべての事業領域における現在および将来の課題に対応するために不可欠な要素と考え、これに全力で取り組んでいる。エンデサにおけるデジタル変革には、資産の現代化、顧客相互作用およびスタッフの育成が含まれる。革新およびデジタル化は絶えず加速しており、エンデサは常に、主にサイバーセキュリティ、個人データ保護、セキュリティ基準の向上、事業継続性および経営効率に焦点を置き、プラットフォーム、プロセス、システムおよびツールの向上に向けて継続して投資を行っている。

音声バイオメトリクス、生成型人工知能、産業ロボット、機械学習、ロボットオートメーション(RPA)、バーチャルアシスタントおよび「ビッグデータ」などのプロセス改善技術とともに、アジャイル方法論、在宅勤務又はデータドリブンアプローチなどの現代的なワークアプローチの活用は、現在エンデサの基本的な要素となっており、当社の従業員の日常生活の中に溶け込んでいる。データ管理は、エンデサの事業管理に不可欠な役割を果たしており、電力セクターおよびその他のセクターにおけるベストプラクティスの継続的な分析から、高度な分析の実施、様々な事業ラインにおける業務改善点の特定までの意思決定において重要である。

デジタル化は、事業開発の要として、戦略的プラン2025-2027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、現在のエネルギーモデルを変革できる革新的なソリューションの開発において、質の高いアイデアを見つけるためのオープンイノベーションモデルを推進している。オープンイノベーションとは、企業および外部の関係者(大学、スタートアップ企業、中小企業、研究センター、または同じ部門や異なる部門の他の企業)との関係のモデルであり、ビジネスに影響を与えるためのコラボレーションおよび知識の交換を促進する。

エンデサの革新活動は、Enelグループが開発したオープンイノベーションツールや、Enelグループの研究所、最良の研究センター、大学、サプライヤー、国内外のスタートアップ企業と緊密に連携し、相乗効果を図りながら行われている。

エンデサは、外部のグローバルコミュニティであるイノベーターおよび事業開発に貢献したいと考えている企業従業員の両方を対象としたデジタルクラウドソーシングプラットフォームの「openinnovability.com」を活用し、特定のビジネス課題に対応できる具体的なプロジェクトに変えている。エンデサの革新モデルは、Enelグループが世界各地に設置した「ハブ」および「イノベーションラボラトリー」のネットワークを活用している。「ハブ」は、Enelグループ(シリコンバレー、ボストン、ヨーロッパ、イタリアおよびイスラエル)に関連するイノベーションエコシステム内に設置されたオフィスであり、革新活動に従事する利害関係者との相互作用を監督し、革新的なソリューションを調達するための原資として機能する。「イノベーションラボラトリー」は、ビジネスユニットおよび外部エンティティが共同でソリューションを開発することを可能にする。

同様に、エンデサの従業員は、Enelグループ内に設置された「イノベーションコミュニティ」に積極的に参加しており、技術の進歩を監視し、参加者の間でイノベーション文化を醸成し、企業のさまざまな分野で実行できる新しいビジネスモデル、付加価値サービス、または技術ユースケースに関するアイデアを推進している。

イノベーションをシステムとして管理し、プロセスのすべての段階を組織する能力は、エンデサにとって戦略的なものであり、重要な成功要因となる。

2024年および2023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。

研究、開発および革新活動(R&D&I)の費用

2024年および2023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39百万ユーロおよび46百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)

	R+D+Iに係る直接総投資(1)	
	2024年(2)	2023年(3)
発電および商業化	21	28
配　　電	15	16
構造、サービスその他	3	2
合　　計	**39**	**46**
R&D&Iに係る直接総費用/税引前営業利益(EBITDA)(%)	0.74	1.22
R&D&Iに係る直接総費用/営業利益(EBIT)(%)	1.27	2.80

(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(BRR)。
(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(BRR)の取得が保留されている。

活動の主な範囲

エンデサの研究・開発・革新(R&D&I)活動は、サステナビリティへのコミットメントの上に成り立っている。その結果、技術プロジェクトは、価値を提供し、イノベーションの風土を醸成し、持続可能性の領域で競争優位を生み出すために行われる。

イノベーションに関連する重要業績評価指標(KPIs)

2024年および2023年において、イノベーションに関連する指標は以下のとおり展開された。

件数

	2024年(1)	2023年
革新的ソリューションを試験するための試験活動	30	35
調整段階にある活動	248	278

(1) 認定法人および必須の拘束力がある理由報告書による証明書保留中の暫定的データ。

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、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概要である。

発電

指針：発電資産の脱炭素化、新たな再生可能発電所の建築過程の強化、発電所のデジタル化の進展、設計および事業運営段階における環境影響の削減、従来型発電所および再生可能発電所の両方の性能を最適化するための効率化および柔軟性の向上、ならびに新たな貯蔵エネルギー技術の検証。

活動の範囲：以下の表は、2024年度の発電におけるイノベーションの領域における主要な活動を示している。

テクノロジー領域	説明
電力貯蔵	・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強化。 ・グリーン水素の新しい発電テクノロジーの検証と特定。 ・この分野では、マヨルカのSon Orlandis太陽光発電所における1MW/5.5MWhのバナジウムフロー蓄電池の実証プロジェクトが注目に値し、この技術はリチウムイオン蓄電池の代替品として検討されている。さらに、亜鉛ハイブリッドカソード技術を検証するための進行中のイニシアチブを強調する価値がある。 ・ポルトガルのペゴ接続ノードに関連するプロジェクトや、Just Transition Mudéjarノードに関連するプロジェクトなど、グリーン水素製造の分野における新たなイニシアチブおよびプロジェクトの導入。
ロボット・ソリューションの導入	・運用支援のためのロボット開発の分野においては、太陽光発電モジュールの自動洗浄のための自律型ソリューションを検証するための特定のプロジェクトが進行中である。これには、ムルシアのトタナ太陽光発電所での実証プロジェクトや、アンダルシアでの植生清掃および伐採の試験プロジェクトなどが含まれる。
発電所の効率性改善および柔軟性向上	・発電所の効率を高めたり、運用の柔軟性を高めたりすることにより、資産が市場の需要を満たすための設備を整えることを目的とした技術ソリューションの導入。 ・この分野では、発電機および第2ラインに可変速度を組み込んでポンプの柔軟性を向上させることにより、流動発電所の柔軟性を向上させることを目的とした水力発電所の柔軟性を向上するプロジェクト作業が行われている。この事例では、試験プロジェクトはGuillenaポンプ機場(Seville)で開発された。 ・油圧分野では、メンテナンス工程を効率化するための発電所のデジタルモデルを作るための試験プロジェクトが進められている。さらに、水流域内の長期的な降雨予測を強化することを目的とした人工知能に基づく開発がある。 ・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予測保全が強化されるとともに、騒音解析に基づく予測故障検知システムも導入されている。技術文書の管理を強化し、この文書へのアクセスをより容易にするために、生成型人工知能システムが開発された。効率向上の分野では、風力タービンの高度制御を改善するための試験プロジェクトが開発されている。最後に、風力タービンブレード上の結氷低減を目的とした新しい技術のための検証試験が、欧州プロジェクト「HORIZON Europe Nanowings」内で開発されている。 ・太陽光発電分野では、大気条件に依存せずに制御戦略を運用し発電所への悪条件の影響を緩和するためのソーラートラッカーの新しい制御戦略を開発する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の外部生産損失を最小限に抑え、流通市場への関与を高めるために、様々な解決策が模索されている。 ・最後に、再生可能エネルギー制御室の運転を補助するシステムが完成した。これは人工知能に基づいており、再生可能エネルギー発電所における運用インシデントへの対応時間を改善することを目指している。
新しい再生可能エネルギー発電所の建設工程	・以下を中心としたプロジェクトの開発 ・高度なモデルによる新しい場所の風力資源試算の強化。 ・様々な運転パラメータに基づいて製造および経年劣化を評価するための太陽光発電試験プラットフォーム。 ・プロジェクト再構築の実施を高めるための3Dシミュレーションツールの開発。 ・エンデサが推進する加速的な脱炭素化過程の重要な要素である組立前技術の特定によるプロジェクトの完了に要する期間の短縮。このラインでは、太陽電池モジュールの2つの組立前ソリューションで作業が行われている。
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イノベーション	・風力タービンの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エネルギー資産および電気化学エネルギー貯蔵システムの両方について、使用済みソリューションの発見を目的としたプロジェクトの開発。これには、これら2つの分野でのリサイクルおよび材料回収に特化した2つのプロジェクトならびに、「HORIZON Europe Blades2Build」プロジェクトへの参画が含まれる。

環境負荷の強化	**・この分野では、エストレマドゥーラ北部の農業用発電モデルに関連した高付加価値チェーンの開発を目指す「HORIZON Europe SUSTAINEXT」プロジェクトの中で作業が進められている。 ・環境への影響を最小限に抑えるための再生可能エネルギー発電所への道路アクセスの強化のための革新的な解決策の策定。 ・また、風力発電所付近の鳥類の保護を向上させるための新しいシステムを検証するために、カメラ、レーダーおよび人工知能を用いた様々な試験プロジェクトが開発されている。**

配電

指針：2024年、配電の革新活動は、「強靭性」「卓越性」「安全」に引き続き焦点を当て、従業員の安全を確保および強化させる先進的なソリューションを追求するとともに、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ことを目指した。

活動の範囲：2024年中、主要な配電分野のイノベーション・プロジェクトは以下のとおりであった。

プロジェクト	説明
回復力、適応力があり、低影響の配電網	・持続可能な設計の領域では、革新的で持続可能な再考のためのネットワークの構成要素、材料およびシステムに関する研究が続けられた。以下のプロジェクトが強調される。 ・このプロジェクトは「Resisto」と名付けられ、デジタル化、自動化およびデータインテリジェンスに基づく新しいアプリケーションを開発し、異常気象や自然空間におけるその他の関連リスクに対する配電網の強靭性を高めている。2024年には、気象変動を計測するためのInternet of Things(IOT)に基づくセンサーが設置され、重要資産にはサーマルカメラおよび可視カメラが設置された。スマートドローンは資産検査のためにテストされ、リスク管理プラットフォームのためにAIを活用したアルゴリズムが開発された。 ・「Smart Earthing」プロジェクトは、地下ケーブルの需要を推定し、交換の優先順位を向上することを目的としている。この推定値は、ケーブルスクリーンおよびそれらが接続する配電センターの接地システムのインピーダンスの連続測定に基づいている。2024年、バルセロナ市での事業所選定からプロジェクトが始まった。 ・「Risk Management on Satellite Images」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。 ・プロジェクト「LEO Satellite」は、光ファイバーやモバイルネットワークなどの従来の通信技術が利用できない地方や遠隔地でのネットワーク自動化および通信制御サービスに必要な通信を提供することを目指している。このシステムは、配電センターのコンポーネントに接続されたモデムおよび低地球軌道群(「低地球軌道」)を周回する衛生グループとの通信を可能にする衛星アンテナで構成されている。2024年には、この電気通信ソリューションの設置および試運転が、スペイン全土に広がる8カ所の配送センターで完了した。
安全性と優れた運用性	・2024年に実施された主なプロジェクトは、知的で持続可能なツールおよび機器、より快適な防護衣、高所で機能し、メンテナンスおよび設置作業のためのネットワークコンポーネントとの相互作用を容易にするドローンおよびロボティックソリューションならびに、運用要員を支援するための人工知能の採用に集中し、以下を強調している。 ・アラゴン地域でのプロジェクト「Drones Charging as a Service」は、ネットワークインフラの自律的な遠隔監視を目的としている。実施は、「Beyond Visual Line of Sight」(BVLOS)飛行およびコンタクトベースのドローン充電施設によって達成され、配電網事業者は、特に遠隔地で物理的に現場へ移動する必要なく、保守検査および予防検査を実施できる。 ・「AI for Working Capital」プロジェクトでは、デジタル人工知能ツールがテストされ、要件の予測を強化し、材料購入戦略を最適化することにより、資源倉庫の在庫が削減される。 ・「Digital Barrier」の作成は、2つのプロジェクトが追求する目標であり、人や車両が職場および建設現場内で安全に移動できるようにすることで、通電ケーブルとの接触リスクや現場の人々と作業中に使用される大型車両との間の衝撃を軽減する。 ・作業区域を区別する「Volumetric」プロジェクトは、安全区域の定義や危険区域からの区別を可能にする装置を使用することで、垂直および水平の両方のバーチャル障壁を作り出し、これを手元の作業に基づいて調整することができる。2024年には、カタルーニャ地方の「AT/MT」変電所および「MT/BT」配送センターの両方において、試験が実施された。 ・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。環境は、既に設置されているカメラやセンサーを使用して監視し、サブ施設に直接ローカルの5G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。

「配電制度事業者(DSO)の新たな役割」	・プロジェクト「BeFlexible」。Sevilleで開発された。家庭用電気温水器は、その挙動およびエネルギー使用量を監視する温度プローブで管理されたものが配布されている。これと同じ制御システムを使用して、配電網に柔軟性を与え、需要のピークを平準化し、配電網で起こりうる構造的飽和を解決しようとする。 ・プロジェクト「Flow」。Menorca島で開発された。一方向チャージャーおよび双方向チャージャーを使用して、ネットワークに柔軟性を提供する。これらの原資により、電気自動車の使用の季節性に起因する需要のピークを平準化することができ、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。これは、双方向充電器(V2GまたはVehicle to Grid)により、需要の多い時期に電気自動車のバッテリーに蓄積されたエネルギーを輸出することを可能にすることのおかげで達成される。2024年には、Iberian Energy Market Operator – Spanish Division (Operador del Mercado ibérico de Energía - OMIE)およびエンデサとの間で通信が確立され、デモのコンプライアンスが確保されるなど、大きな進展が見られた。また、プロジェクト参加者を対象にアンケート調査を実施し、その必要性について重要な洞察を得ている。双方向(V2G)および一方向(V1G)充電器技術を通じて需要を管理し、需要の高いシナリオで配電網を安定させることに焦点を当てたユースケースが定義されており、それによって潜在的な技術的制約を回避できる。 ・「REPowerEU」を支援するために、欧州連合の電気システムの管理、運用および強靭性を改善するための共通データプラットフォームの開発を推進するプロジェクト「Twin EU」。 「Twin EU」プロジェクトは、電力セクターのためのヨーロッパデータプラットフォームの創設を進めるため、ネットワーク事業者、市場運営者、「利害関係者」、技術提供者および研究センター間の協力を求めている。このようなプラットフォームは、ヨーロッパでの脱炭素化を加速する新しいビジネスモデルを促進するはずである。
エネルギー革新におけるエンデサの革新的な研究職	・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およびサラゴザ大学において研究職が用意されている。

商業化におけるイノベーション

指針：アイデアを検証するための様々な概念検証および試験検証を実施するだけでなく、実際の環境での新技術のテスト、プロセスの改善および最適化を求める新しい作業アプローチを実施し、顧客への価値提案の継続的な改善に焦点を当てている。

活動の範囲：2024年中、主要な商業化イノベーション・プロジェクトは以下のとおりである。

プロジェクト	説明
コールセンターでの音声生体認証	・当社のコントラクトセンターでは、コールセンターにおける顧客認証要素として音声生体認証を導入し、2段階のプロセスを通じて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促進する。 ・クライアントへの登録依頼は、「Watson」(人工知能)を通じて取引を完了し、エージェントとの会話の記録からボイスプリントを作成する。 ・認証。顧客が電話をかけて、その音声(登録されている場合)をその番号に割り当てられたボイスプリントと照合するために使用する電話番号の識別。
「Responsible Consumption 4 ALL」(RC4ALL)	・「Responsible Consumption 4 ALL」(RC4ALL)プロジェクトは、顧客個人向けのおすすめを生み出す人工知能技術およびビッグ・データ技術を用いる。消費効率の改善、責任ある効率的な消費の推奨、消費エネルギーおよび未使用エネルギーの削減、社会の脱炭素化への貢献ならびに国連の持続可能な開発目標(SDGs)の達成を目的とする。このプロジェクトは科学・イノベーション省により出資されており、エンデサとComillas-IIT (技術研究機関)により共同実施される。
「Confía」	・脆弱な顧客の管理向上のためのプロジェクトは、関連する行政機関、社会的サービスおよびエネルギー会社間の情報交換を改善するために、マラガ大学マラガ市議会およびいくつかの共同研究者と共同で開発された。
WhatsAppチャンネルを介したセルフサービスのエンドツーエンドの申込み	・自動化されたワークフローによって導かれるボットによる、セルフ業務モードのWhatsAppチャンネルを通じたエンドツーエンドの売上処理の作成。これにより、セルフ業務のデジタル売上が向上し、獲得費用が削減される。
音声品質管理の自動化	・音声を文字起こしすること、および通話の基本パラメータ(国民身分証明書「DNI」、統一供給点コード(CUPS)、顧客名、住所、および契約した製品)を抽出することにより、販売確認電話の品質管理プロセスを自動化。目標は、QA担当者が通話全体を聞く必要をなくすことで、各通話ごとの平均処理時間を短縮することである。
「PARA TI」:エンデサのロイヤリティプログラム	・プログラムへの加入、エンデサとの契約締結、新規契約の締結、デジタル請求の有効化による持続可能性の向上などで得られるポイントシステムを通じた、顧客ロイヤリティの革新的イニシアチブ。得られたポイントは、請求の割引やパートナー会社の利益を受けたり、専用の商品抽選に利用することができる。
「MOVE Project」:デジタルセールスターゲットモデル	・高度な翻訳および自然言語処理(NLP)ソリューションにより、顧客とのやり取りから知識および新たな「洞察」を得ることができる。営業電話の文字起こしから得られる情報は、相互作用を最適化し、代理店の販売転換率を高めることを目的としている。
「SIGNAL project」	・高度な翻訳および自然言語処理(NLP)ソリューションにより、顧客とのやり取りから知識および新たな「洞察」を得ることができる。目的は、顧客と代理店とのやりとり(顧客サービスの電話からの音声およびチャット、メールまたはWhatsAppの会話からのテキストなど)から情報を抽出し、顧客体験/満足度とチャネルのパフォーマンスを高めることである。

公共交通の電気化

指針：エンデサは、「Business to Government」(B2G)部門を通じて、政府機関および交通事業者が公共交通機関の脱炭素化および電化目標を達成することを支援する包括的な提案を提供する。これには、最適な技術ソリューションの初期分析から、電動バスの充電インフラストラクチャーの提供および設置、ならびに、提供される「Charging as a Service」サービスのもとでの従来型および革新型の両方を含むメンテナンス、また、充電過程を最適化し、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まで、エンドツーエンドのプロジェクト支援が含まれる。

活動の範囲：2024年に落札された主要な公共交通電化プロジェクトは以下のとおりである。

プロジェクト	説明
セビリア都市交通 (TUSSAM Seville)	・ 23台の倒立型パンタグラフ充電ポイント、自家消費型太陽光発電所の設置および5年間の再生可能エネルギー供給は、スペイン初の「Charging as a Service」モデルプロジェクトとなる。
サラゴザ都市バス (AVANZA Zaragoza)	・ 第2段階では、電動都市バス用に44台、電動観光バス用に3台の充電器を追加し、電化を拡大する。
Municipal都市交通会社 (EMTUSA Huelva)	・ 事業運営に必要な充電インフラストラクチャーの整備を含む、電気バスのフリートの充電器5台の設置。

都市の脱炭素化

指針：エンデサは、電動化、脱炭素化および原資の最適化を通じて、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する。

活動の範囲：2024年中、エンデサは以下のプロジェクトに重点的に取り組んだ。

プロジェクト	説明
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基を建設するための、エンデサとタラゴナウォーターコンソーシアムによる共同プロジェクト。
Burgos大学	・ 8棟に複数の太陽光発電所を設置。大学の数棟の屋根に設置される約2,300枚の太陽光発電パネルにより、総発電能力は1.27MWpとなる。太陽光パネルから生み出される太陽光エネルギーにより、年間551.8トンの二酸化炭素(CO_2)が大気中に放出されることを回避し、これは3,305本の樹木を植えることに相当する。
Alicante大学	・ 新設施設は、6棟および2つの駐車場の屋根に分散された3,612枚の太陽光発電パネルで構成され、総容量は2MWとなり、年間772.1トンの二酸化炭素(CO_2)の大気中への排出を防止し、これは、年間4,625本の樹木の吸収能力に相当する。
Cádiz港	・ エンデサは、「On-shore Power Supply」(OPS)施設を介して、Cádiz港の船舶に電気供給サービスを提供する全国初の企業になるための取り組みを開始した。

産業プロセスの脱炭素化

指針：エンデサは、企業や産業のエネルギーパートナーとして、脱炭素化プロセスの指針を提供し、持続可能性を強化する役割を果たす。

活動の範囲：2024年、以下のプロジェクトが強調される。

プロジェクト	説明
熱回収装置	・A Grela(La Coruña)に所在する日本の多国籍企業である「昭和電工」が所有する高電力黒鉛電極プラントにおける自動熱回収装置の展開。 ・これはエネルギー効率の向上に加えて、汚染物質の排出量を年間2,772トン以上の二酸化炭素(CO_2)削減することで、産業の脱炭素化に貢献する。

顧客中心主義

指針：エンデサは、カスタマーエクスペリエンスを向上させ、顧客サービスを効率化するための改革プロジェクトに取り組んでいる。

活動の範囲：2024年、革新的なテクノロジーを活用したいくつかの主なプロジェクトは次のとおり。

プロジェクト	説明
緊急作業注文(WO)の自動化	・2021年から2022年にかけてプロジェクトの継続が開始され、ロボット自動化(RPA)による緊急作業注文(WO)の伝達と割当が行われた。 ・2023年の開発では、Telegramアプリが技術者とのコミュニケーションに使用され、業務情報の統合および注文の構造化が可能となる。 ・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、顧客サービスを向上させ、運用コストを削減できる。
音声分析およびテキスト分析	・人工知能を備えた音声分析を用いた通話文字起こしにより、特定のプロセスに対する顧客の通話を監視する。 ・人工知能によるテキスト分析を用いた知覚品質調査における顧客フィードバックの分析。 ・ベストプラクティスと是正措置の特定

労働安全衛生

2024年に実施された研究、開発および革新(R&D&I)の主な活動は、労働安全衛生(OHS)、作業用機器および施設の改善点を特定することに集中した。

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	・職場における基本的な安全性指針の遵守の検証。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プロジェクト「APP5RO」および高所作業に関連する「5PPA」プロジェクトである。
施設の安全性に関連するプロジェクト	・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。 ・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。 ・ニアミス、安全監視、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報告するために作成された。
個人および集団保護ならびに防護衣に関するプロジェクト	・個人用保護具(PPE)を最適化し、予防的および人間工学的な技術の進歩を組み込み、保護、快適性、および耐久性を強化する。機器の管理状況をリアルタイムに監視できるデータベースおよびプロセス。
安全性検査、事象報告と労働許可証の管理に関するプロジェクト	・次のソフトウェアアプリケーションの使用。 ・「HSEQ4all」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。 ・「E-DIANA」は、検査、イベントコミュニケーションおよび報告に関するデータ管理をするためのものである。 ・労働許可の管理のための「INGEN」、「WCM/EPTW」および「OFA」。 ・「作業前のチェックと作業後のレビュー」手続のための「INCHECK」。
安全指導、不安全な行動と行為および労働災害防止(ORP)研修に関するプロジェクト	・「Safety Training Automation」プロジェクトは、リスクプロファイルに基づき、当社のキャリアを通じて従業員の安全トレーニングを管理するためのツールを開発している。 ・「Association of Electrical Energy Companies」(AELEC)の枠組みの中での「Training Standard in Occupational Risk Prevention」(ORP)プロジェクト。これは、電気部門のサービス請負業者に必要な労働リスク防止(ORP)の研修を標準化することを目的としている。
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	・「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。

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】

① 【株式の総数】

(2024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

2024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。2024年および2023年において変動はなかった。

② 【発行済株式】

(2024年12月31日現在)

	記名・無記名の別及び額面・無額面の別	種 類	発 行 数	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
発行済株式	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	-	-

(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

2024年および2023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(25,341,740,285円)	208,004,479,200ペセタ(202,733,922,276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(16,611,108,792円)	190,961,524,600ペセタ(186,122,813,484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(20,262,135,747円)	211,750,423,400ペセタ(206,384,949,231円)(1)	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(347,552,255円)の減少があった。現在の株式資本は、1,270,502,540.40ユーロ(206,037,396,977円)である。

(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。

(2024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、ビアーレ 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
合　　計		**742,195,713**	**742,195,713**	**70.1**

(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およびwww.cnmv.esで閲覧できる。

2024年12月31日時点において、Endesa，S.A.は、長期変動報酬プランを対象とする自己株式を保有しており、これには戦略的インセンティブプランの一部として株式の提供が含まれている(「第6 経理の状況」に含まれる2024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34.1.8を参照のこと。)。これらの株式の買取りは、一時的な株式買戻プログラムを通じて行われた。

株式買戻枠組プログラム

Endesa，S.A.の取締役会は、2025年3月26日に開催されたセッションで、2027年12月31日まで数回に分けて実施する、最大2,000百万ユーロの「株式買戻枠組プログラム」を承認した(状況に応じて早期に停止または終了する可能性がある。)。

さらに、当該枠組みプログラムの最初の二つのトランシェが承認された。

「株式買戻枠組プログラム」の最初の部分は、2025年2月25日に当社の取締役会によって承認された従業員向けの株式交付計画(「フレキシブル株式報酬プログラム」)に準拠した一時的な株式買戻プログラムである。当該プログラムの期間は、2025年3月28日から4月4日までだった。

当該プログラムの枠組みの下で、2025年1月1日から2025年4月4日の間に、Endesa，S.A.は親会社の株式698,426株を17.3百万ユーロで取得し、1,357株が2025年6月17日現在、親会社の所有に留まっている。

2025年4月8日に開催された当社の取締役会において、最大500百万ユーロの「株式買戻枠組プログラム」の第2部が承認された。その目的は、最大104,558,375株の自己株式(株式資本の9.87%)を消却することにより、Endesaの株式資本を削減することだった。当該プログラムの期間は、2025年4月9日から2025年12月31日までである。

上記「株式買戻枠組プログラム」は当社の2024年-2027年配当方針および2025年-2027年戦略的計画と完全に一致し、互換性がある。

当該プログラムの枠組みの下で、2025年4月9日から2025年6月17日の間に、Endesa，S.A.は親会社の株式4,392,479株を110.6百万ユーロで取得し、そのすべてが2025年6月17日現在、親会社の所有に留まっている。

Endesa，S.A.が保有する自己株式

2025年6月17日、2024年および2023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)
2025年6月17日時点における自己株式	**4,595,672**	**1.2**	**0.43406**	**24.92**	**114,513,189**
戦略的インセンティブプラン	199,096	1.2	0.01880	19.25	3,832,202
フレキシブル株式報酬プログラム	4,097	1.2	0.00039	21.0	86,038
エンデサの減資	4,392,479	1.2	0.41487	25.18	110,594,949
2024年12月31日時点における自己株式	**201,836**	**1.2**	**0.01906**	**19.25**	**3,884,627**
戦略的インセンティブプラン	199,096	1.2	0.01880	19.25	3,832,202
フレキシブル株式報酬プログラム	2,740	1.2	0.00026	19.13	52,425
2023年12月31日時点における自己株式	**234,679**	**1.2**	**0.02217**	**19.25**	**4,518,265**
戦略的インセンティブプラン	232,538	1.2	0.02197	19.25	4,475,783
フレキシブル株式報酬プログラム	2,141	1.2	0.00020	19.84	42,482

(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　(ニ)　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

Endesa，S.A.の取締役会は、当社の業績と財務体質を考慮し、株主還元の最大化を可能にする経済金融戦略を提唱している。このように、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されている。

このような経済・金融戦略の結果、2024年11月15日に開催されたEndesa，S.A.の取締役会は、正式に発表される例外的な状況を除き、以下の2024年から2027年までの株主報酬方針を承認した。

	株主報酬方針
2024年度、2025年度、2026年度および2027年度	・　2024年、2025年、2026年および2027年については、Endesa，S.A.の取締役会は、年間で分配することに合意された1株当たりの普通配当金を、当該グループの連結財務書類において親会社に帰属する純経常利益の70%に、1株当たり最低総額1ユーロを加えた金額と確実に等しくすることを目指す。 ・　取締役会は、普通配当金について、明確に公表される特定日に、現金で、2回(1月と7月)の支払いをもって、独占的に支払う予定である。

上記にもかかわらず、エンデサの株主に対する配当金配分能力は、利益創出、配当可能準備金の利用可能性、およびその流動性状況を含むいくつかの要因に依存している。将来支払われる可能性のある配当金またはその金額については、保障はない。

2024年に関連して、Endesa，S.A.の取締役会は、2024年11月15日に開催された株主総会において、2024年実績に対して1株当たり0.50ユーロの中間配当を株主に分配することを決議し、その支払いは2025年1月8日に529百万ユーロとなった。

同様に、Endesa，S.A.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2024年度利益の適用案には、1株当たり合計1.3177ユーロの配当金を株主に分配することが含まれる。この提案は2025年4月29日に開催された定時株主総会で承認された。

これに伴い、2024年および2023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。：

		2024年	2023年	Chg (%)
株式資本	百万ユーロ	1,270.5	1,270.5	-
株式数		1,058,752,117	1,058,752,117	-
連結純経常利益	百万ユーロ	1,993	951	109.6
連結純利益	百万ユーロ	1,888	742	154.4
個別純利益	百万ユーロ	1,427	580	146.0
1株当たり経常純利益	ユーロ	1.882	0.898	109.6
1株当たり純利益	ユーロ	1.783	0.701	154.4
1株当たり配当(税引前)	ユーロ	1.3177(1)	1(2)	-
連結経常支払い	(%)	70.0	111.3	-
連結支払い	(%)	73.9	142.7	-
個別支払い	(%)	97.8	182.5	-

(1) 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4月29日開催の定時株主総会で承認され2025年7月1日に支払われる1株当たり合計0.8177ユーロ相当の期末配当。
(2) 2024年1月2日に支払われた1株当たり合計0.50ユーロ相当の中間配当および2024年7月1日に支払われた1株当たり合計0.50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	ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス	10.07.2014	04.29.2022
取 締 役	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
	ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ	07.25.2023	04.24.2024
	エウヘニア・ビエト・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
	フランチェスカ・ゴスティネリ	04.29.2022	04.29.2022
	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
	クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	04.29.2022	04.29.2022
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・ビエト・カウベット	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
	クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	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・ビエト・カウベット	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
	ジャンニ・ヴィットリオ・アルマーニ	06.01.2024	外部株主指名(1)
	フランチェスカ・ゴスティネリ	06.01.2024	外部株主指名(1)
	クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	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。

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。

- 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会に承認され、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会に承認され、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。

― 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恵協力、(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。

2025年2月27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2024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

2025年2月27日、エンデサは、CNMVに対し、2024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、その保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。当会社は、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2025年6月25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	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。 **職務経験** 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Complutense University of Madrid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。 **現在の役職** 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 Complutense University of Madridの法学部にて商法の教授 **他の活動** 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。

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	最高経営責任者	1955年 2月27日	2014年	2026年	11,166 直接保有 6,000 間接保有	1955年生まれ。ICAIからの産業エンジニア(1978年)。 **職歴** ボガス氏は1982年にエンデサに入社し、市場調査セクション長として計画部門から始まり、当グループ内で多くの地位を歴任している。2年後、ボガス氏は広告関係セクション長として任命され、1988年から1997年の間、エネルギー管理および運営担当取締役を務めた。1997年から1998年の間、ジェネラル・マネージャーおよび発電セクション長であり、その後、2004年まで電気事業セクション長を務めた。2004年から2014年まで、ボガス氏は、スペインおよびポルトガル担当ジェネラル・マネージャーの職にあった。2014年から最高経営責任者を務める。 ボガス氏の過去の経験は、MIEにおけるエネルギー担当理事長への技術的経済的アドバイザーを含み、ERIAでシステムアナリストとして(1981年から1982年まで)、およびDIMETRONICの技術部門でシステムエンジニアとして(1980年から1981年まで)働いた。 **現在の役職** ENDESA, S.A.の最高経営責任者 Enel Groupのイベリア担当カントリーマネージャー **その他の取締役会** Enel Green Power España, S.L.会長、Enel Iberia S.R.L.構成員、Endesa Generación, S.A.U.構成員および会長、Endesa Energía, S.A.U.会長 **エネルギーセクターに関連する他の組織および協会への参加** AELECの執行委員会構成員、Spanish Energy Club執行委員会名誉副会長兼構成員、VIII ICAI工学学会名誉委員会構成員、Endesa Foundation評議委員会構成員兼副会長 ボガス氏は、2010年、Javier Benjumea賞を受賞した(ICAI)。 **その他の組織および協会への参加** Seres Foundation評議員会構成員、Integra Foundation評議員会構成員、Teatro Real Foundation評議員会構成員、ProCnic Foundation評議員会構成員、Real Instituto Elcano Foundation評議員会構成員、AGFITEL評議員会構成員およびEscuela Superior de Música Reina Sofía評議員会構成員 Instituto Internacional San Telmo の“Internacional de Política de Empresa”の諮問委員会の構成員 Foréticaの持続可能な開発のためのビジネスカウンシルの構成員 ESGスペイン2024年企業持続可能性フォーラムの名誉委員会構成員 スペイン・イタリア商工会議所の取締役会メンバー 第205回ティポロ賞開催(CCIS and CEOE, 2022) 永久会員(アンダルシアの社会科学環境学院、2023年)

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	1951年生まれ。Complutense University of Madrid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。 **職歴** 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(Consorcio de Compensación de Seguros)の取締役 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 **現在の役職** 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 **他の取締役会** Mutua Madrileñaを代表するEl Corte Inglésの取締役 **他の活動** Fundación Mutua Madrileña会長 Pro-Real Academia Española 、 Museo Reina Sofía、Princesa de Asturias, Ayuda contra la Drogadicción評議委員

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	-	1960年リスボン(ポルトガル)生まれ。Catholic University of Portugal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研究 **職歴** 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の創立者および社長(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) **現在の役職** 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 **他の活動** 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)

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	-	9,715直接所有 552間接所有	1965年生まれ。Universidad Complutense de Madridの法学学士号(1988年)および州検事(1991年)。 **職歴** 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局局長(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局(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。 **現在の役職** 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 **他の取締役会** Enel Iberia, S.R.L.の取締役書記役 **他の活動** Endesa Foundation評議委員会構成員

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	-	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。 **職業経験** 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 **現在の役職** Endesa，S.A.取締役会構成員 **他の活動** 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

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	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 **職業経験** 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) **現在の役職** 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

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)

クリスティナ・デ・パリアス・ハルクン	取締役	1965年4月3日	2022年	2026年	-	1965年セビリア生まれ。セビリア大学法学学位。IESEビジネススクールの経済学および経営学修士学位(MBA)。カリフォルニア大学バークレー校のHaasビジネススクール交換留学プログラム。 **職務経験** BBVA BBVAの管理委員会の構成員およびスペインおよびポルトガルのカントリー・グループ・マネージャー(2014年から2019年まで) Catalunya Caixaの会長およびBBVAで統合を導く役割を果たす。(2015年から2016年まで) 民間のクライアント、会社、および協会を監督するセントラル・テリトリー・ディレクター(2011年から2014年まで) BBVAグループのデジタル戦略および管理を担当する新デジタルビジネスのディレクター(2008年から2011年まで) Uno-e BankのCEOおよびBBVAの子会社であるBBVA消費者金融(Finanzia)の取締役(2005年から2008年まで) BBVおよびArgentariaにおける支払方法ビジネスの統合を担当する支払方法(カード、商品およびATM)のディレクター(2000年から2004年まで) 個人の銀行業務および直接銀行の商業ディレクター(1998年から2000年まで) Citibank CitiGoldおよび個人の銀行業務ユニットのディレクター(1996年から1998年まで) 個人客のためのマーケティングおよびマルチチャンネル営業のディレクター(1995年から1996年まで) マーケティングユニットの代理ディレクター(1991年から1995年まで) Banesto パリ支店において商業部門(1988年から1989年まで) **現在の役職** 2024年からBBVAの独立取締役、技術およびサイバーセキュリティー委員会委員ならびに指名およびコーポレートガバナンス委員会委員 2022年からENDESA独立取締役、監査および法令遵守委員会委員ならびにサステナビリティおよびコーポレートガバナンス委員会委員 2021年からSanitas Segurosの独立取締役およびリスク委員会の委員長 2022年からBUPAヨーロッパおよびラテンアメリカ諮問委員会の構成員 2021年からProfesor Uría財団の評議員 2020年からBBVA Microfinance財団の評議員 2018年からIESE Alumni Madrid会長およびIESE Alumni Executive Committee副会長 **他の活動** BBVA Segurosの会長、BBVA Portugalの取締役、スペイン銀行協会(AEB)の大評議会の構成員および預金保証基金(FGD)の管理委員会の構成員(2014年から2019年まで) 2016年のBBVAとの統合まで、Catalunya Caixaの会長(2015年から2016年まで) BBVAが所有する(Strands、Adquira、Blue Indico Investments、Solium、Rent&Tech、GlobalnetおよびEconta)デジタル・スタートアップのポートフォリオのディレクター(2009年から2012年まで)

						BBVA Finanziaの取締役(2007年から2008年まで) SERVIREDおよびSERMEPA(現 Redsys)の構成員(2004年から2008年まで) IBERIA CARDSの創立取締役(2002年から2005年まで)

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)

フランチェスカ・ゴスティネリ	取締役	1973年1月5日	2022年	2026年	-	University College London(UK)およびニューヨーク大学(EEUU)の学期および試験中に、1997年にフィレンツェ大学環境技術学部を優等で卒業。 彼女はまた、1999年、ミラノのScuola Superiore Enrico Matteiでエネルギーおよび環境のための管理および経済学の修士学位、ハーバードビジネススクール、InseadおよびBocconiのエグゼクティブマネジメントコースを取得。 **職務経験** Enelグループの戦略、経済およびシナリオ策定、AFC、Enel，SpAの国際責任者(2019年から2023年まで) Enel Group，AFC HoldingおよびEnel SpAの国際戦略担当責任者(2016年から2019年まで) ENDESA Americasの取締役(2016年1月から4月まで) Endesa Chileの取締役(2015年から2016年まで) Enel Green Power SpAの取締役および他の取締役会構成員(2013年から2015年まで) Enel SpAの事業開発および生成部門の国際責任者(2014年から2016年まで) ENEL SpAの事業改善、運営および国際部門の責任者(2014年1月から11月まで) Enel SpAの事業開発および国際部門の責任者(2011年から2014年まで) Enel SpAの国際規制の責任者(2007年から2010年まで) ENDESA ITALIAにおいて、規制業務責任者と同時に2004年からCO2およびサステナビリティ責任者(2002年から2007年まで) エネルギー管理専門家およびEnel Produzione SpAでのトレーダー、技術研究所(EC SAVEプログラム)の責任者、Scuola Superiore Enrico Matteiでの二酸化炭素排出製品のスタッフメンバーおよび調査員、およびWIP Munich (DE)における再生可能エネルギー国際プロジェクト責任者の補佐役(1998年から2002年まで) **現在の役職** Endesa，S.A.取締役会構成員 Enel X Global Retail責任者 **他の活動** 消費者国際変革ネットワーク委員(2025年) Enel基金の取締役会構成員(2024年から現在まで) IEAの世界エネルギー見通し、重要鉱物レビュー、世界エネルギー投資報告書の査読者(2022年から現在まで) イタリアのUrban Mobility Council委員(2024年から2027年まで) 世界経済フォーラムの戦略役員委員会の構成員および電気委員会の構成員(2018年から2022年まで) 持続可能な開発のためのワールドビジネスカウンシルのLEAPプログラムにおける指導者(2023年) 持続可能な開発のためのワールドビジネスカウンシルのエネルギーソリューション推進委員会の構成員(2021年から2022年まで) INSEAD Alumni Italian Associationにおける指導者(2020年から2022年まで) 気候シナリオ分析におけるTCFD諮問委員会の構成員(2019年から2020年まで) Confindustriaエネルギー委員会の構成員、Florence School of Regulationにおける諮問委員

						会の構成員および世界銀行のイタリアカーボン基金の参加委員会の構成員(2002年から2007年まで) **INSEAD卒業生およびドイツマーシャル基金(2010年フェロー)** **エネルギーとサステナビリティに関する複数の論文の著者(2000年から現在まで)**

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	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・ポリテクニックの建築学の学位を取得し、SDAボッコニ・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。

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	-	1963年ビルバオ生まれ。デウスト大学法学部の学士号(1986年) **経歴** 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・パラ・ラ・リベルタッド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。 **現在の職位** 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.。

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	-	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。 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。 その後、南米有数の電気通信営業者であり、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。 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。

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	取締役	1966年 7月24日	2023年	2028年	-	ジアンニ・ヴィットーリオ・アルマーニは、2023年6月からEnel Grids取締役を務め、2023年7月にはエンデサの取締役を経て、2023年7月にEnel Grids and Innovability取締役に就任した。 2024年12月から、イタリアの電力セクターの主要協会(メーカー、配電会社およびサービスプロバイダーを含み、Enelも一員である)であるElettricitá Futuraの会長である。 Enelに入社する以前は、2021年から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当社を主導した。 同氏は現在、アジムト投資ファンドのシニア・アドバイザーを務めているほか、ハイテクスタートアップのGreen Energy Storageの取締役を務めている。Ital Gas Storage、Cesi、SGR F2iなど、さまざまな会社の独立取締役を務めている。 2005年から2015年まで、アルマーニ氏はTerna S.p.A.に勤務した。Terna Rete Italia最高経営責任者までの任務を拡大する役割を担った。 2005年以前は、Grtn(国内電気配電網営業者)で、Ternaとの合併まで働いていた。 また、McKinsey & CompanyとTelecom Italiaでの戦略的コンサルタント業務を経験している。 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。

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	-	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。 **現在の職位** 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。

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)
ミシェラ・モッシーニ	取締役	1968年 9月29日	2024年	2028年	1,000	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。 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。 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営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。 **現在の職位** 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。 **研修** 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)。

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2025年6月25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)
ホセ・ダミアン・ボガス・ガルベス (最高経営責任者)	1955年2月27日	11,166直接所有 6,000間接所有	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 (イベリアの監査担当ジェネラル・マネージャー)	1968年3月31日	983	1968年に生まれ、CUNEF(Universidad Complutense de Madrid)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。 **職務経験** 2015年10月から2019年3月：Enel M&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 & Control Global Trading & 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 & Monjardín SVBおよびAGESBAN)だった。 **現在の役職** 監査担当ジェネラル・マネージャー

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)
パブロ・アスコイティア・ロレンテ (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)	1967年2月14日	2,237	1967年生まれ。Complutense University in Madridの経営学学士号。 IESEのジェネラル・マネジメント・プログラム(PDG)修了。 **職歴** 2024年7月より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 サービスおよび安全担当ジェネラル・マネージャー(2020年7月から2024年7月まで) 購入担当ジェネラル・マネージャー(2012年2月から2020年7月まで) 購入戦略、シナジーおよびプロセス担当マネージャー(2008年から2012年まで) エンデサのサービス購入担当マネージャー(2007年から2008年まで) ENDESA Italiaの経営、財務および管理担当マネージャー(2004年から2007年まで) 企業向けサービス購入担当マネージャー(2002年から2004年) ENDESA MarketPlaceのジェネラル・システム・マネージャー(2001年から2002年まで) エンデサ以外での経歴： - Ecuality, S.A.の新規事業マネージャー(1999年から2000年まで) - Group Friendwareの財務マネージャー(1997年から1999年まで) - CHEP Groupの財務部門の顧客収益性担当責任者(1993年から1995年まで) - Banesto Hipotecarioの営業マネージャー(1991年から1993年まで) **現在の役職** 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

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)
フロレンシオ・ホセ・レトルティオ・ロドリゲス (セキュリティー担当ジェネラル・マネージャー)	1962年9月4日	1,214	1962年マドリッド生まれ。マドリッド・コンプルテッセ大学で法学士号を取得。フランシスコ・デ・ビトリア大学で民間警備の指揮と管理の高等ディプロマを取得し、スペイン内務省から正式に認定された最高警備責任者。司法警察、法医学警察、組織犯罪、法医学弾道学、施設のセキュリティと保護、情報セキュリティなどの専門分野で警察訓練部門の資格を取得した。 **職歴** 国家警察隊で30年にわたるキャリアを持ち、公務員の上級スケールのコミッショナーのランクに達した。司法警察総監および法医学警察総監でさまざまな役職を歴任し、スペイン内務省の治安局を6年間指揮した。2012年5月にEndesaに入社後、ラテンアメリカを含め、最高セキュリティ責任者を2014年末まで務めた。 **現在の役職** 最高セキュリティ責任者

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	1973年生まれ。電気通信エンジニア(マドリッド工科大学)。経営学修士(MBA)および財務管理および制御のエグ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)。 **職歴** 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グゼクティブレポーティング責任者 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 - Endesa(スペインからラテンアメリカまでのITグローバリゼーション) 2000年から2009年までIT分野 - Endesaにおける様々な役割 **現在の役割** ICT担当ジェネラル・マネージャー - Endesa
マリア・ラカサ・マルクイナ (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	-	1975年ウエスカ生まれ。ICADEポンティフィシア・コミージャス大学経済学・経営学学位取得。Bocconi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。 **職歴** 2014年から2024年までEndesa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Endesaの国際コミュニケーション責任者 2013年から2014年までEndesa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Endesa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 **現在の役職** コミュニケーション担当ジェネラル・マネージャー

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	9,715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	5,969	1966年ラベンナ生まれ。Bocconi University(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。 **職歴** 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)。 ENEL Groupにおいて、国際部のCFO(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。 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、CFO、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ツ担当ディレクターといった様々な役職を務めた。 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。 **現在の役職** 人事および組織担当ジェネラル・マネージャー **その他の活動** Endesa Foundationの評議委員会構成員

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	6,975直接保有 3,701間接保有	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)。 **職歴** 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。 **その他の活動** 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) **現在の役職** 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

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)
マリア・マラクセチェバリア・グランデ (イベリアの持続可能性担当ジェネラル・マネージャー)	1966年10月7日	1,812	1966年生まれ。マドリッドのPolytechnic Universityにおいて、エネルギーを専攻、生産工学の学士号。IESEビジネススクールでMBAを取得。また、ハーバードビジネススクールのエネルギープログラムのリーダーシップと、持続可能な開発のための世界経済人会議(WBCSD)のLeapプログラムも務めた。 **職歴** APAX PARTNERS & CO.で4年間、コーポレート・ファイナンスおよびプライベート・エクイティのアソシエイトとして勤務した後、1996年に国際投資チームのアナリストとしてエンデサ(Endesar, Endesa Desarrollo S.A.)で勤務を開始した。 1997年から2005年まで、エンデサの会長および最高経営責任者室でアソシエイト監督オフィサーとして様々な仕事を完了した。2005年に企業戦略のディレクターとして戦略のコーポレート室に加わった。2015年、I&N Iberiaの管理責任者になった。 彼女はグループのいくつかの会社の取締役会構成員であった。現在、エンデサの持続可能性担当ジェネラル・マネージャーであり、Endesa Foundationの評議委員会構成員である。 **現在の役職** 2015年からはエンデサの持続可能性担当ジェネラル・マネージャーの職位、2023年10月からはEndesa Foundationのジェネラル・マネージャーの職位を兼任している。

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)
ラファエル・ゴンサレス・サンチェス (イベリアの発電担当ジェネラル・マネージャー)	1961年4月26日	8,124	1961年生まれ。 **学歴** 1979年から1985年：採鉱工学(燃料およびエネルギー専攻)(ETS de Ingenieros de Minas de Oviedo)(スペイン、アストゥリアス州)。 1992年から1997年：経済学および経営学の学士号(Universidad Nacional de Educación a Distancia)(スペイン)。 2002年、IESE Business Schoolのエグゼクティブ・プログラム(スペイン)。 2007年、企業内経営者教育の修士号(Instituto de Empresa Business School)(España)。 2012年、ELISマネジメント・アカデミーの共通価値を追求するエグゼクティブ国際プログラム(イタリア)、Instituto Internacional San Telmo(スペイン)、マネジメントセンターインスブルック(オーストリア)、グルノーブル経営大学院(フランス)。 **職歴** 2019年10月から現在： 生産担当ジェネラル・マネージャー 2018年9月から2019年9月： 再生可能エネルギー担当ジェネラル・マネージャー 2014年12月から2018年8月： Enel Green Power North America, Inc.－北米地域部長(マサチューセッツ州、アンドーバー) 2010年12月から2014年： Enel Green Power, SpA－経営および管理部長(イタリア、ローマ) 2003年12月から2010年12月： Enel Unión Fenosa Energías Renovables, S.A. 2008年から2010年：代理ジェネラル・マネージャー、事業開発部長 2004年から2008年：代理ジェネラル・マネージャー、プロジェクト地域部長 1995年10月から2003年12月： Unión Fenosa Energías Especiales, S.A. 1988年から2004年：資源および経営部長 1995年から1998年：経営部長 1993年10月から1995年10月： Unión Fenosa Ingeniería, S.A.－コージェネレーションおよび再生可能エネルギープロジェクト部長 1990年7月から1993年10月まで： Repsol Petróleo, S.A.－プロジェクト・マネージャー 1986年10月から1990年7月： Vapor Foster Wheeler, S.A.の発電担当 1988年から1990年：プロジェクト・マネージャー 1986年から1988年：サービス・エンジニア **現在の役職** 発電担当ジェネラル・マネージャー

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・マネージメント担当ジェネラル・マネージャー)	1962年8月20日	3,533	1962年生まれ。マドリッドのPolytechnic Universityにより土木工学の学士号、IESE Business SchoolよりPDGを持つ。 **職務経験** 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・マネー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Chilectraの会長であった。 **現在の役職** エネルギー・マネージメント担当ジェネラル・マネージャー

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	24	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 **職歴** 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 & 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 **現在の役職** 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

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	-	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を卒業。 **職歴** Endesa Xのジェネラル・マネージャー(2021年から2023年まで)Enel Energía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 & 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) **その他の活動** LUISS BUSINESS SCHOOL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) **現在の役職** 供給担当ジェネラル・マネージャー

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・レヴエルタ・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	-	1967年カンタブレア州プエンテ・サン・ミゲル生まれ。 バリャ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、アメリカのインターナショナル・ビジター・プログラム、アメリカにおける気候変動およびエネルギー。 **職歴** 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&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) **その他の活動** バリャ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) **現在の役職** Enel Grids Iberia担当ジェネラル・マネージャー

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	1,265	1966年スペインのマドリッド生まれ。 学歴 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。 **職歴** 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：Endesa (Madrid)の戦略担当副局長(戦略部門) 2001年から2003年：Endesa Telecomunicaciones (Madrid)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) (Madrid) 1995年から1998年：Unión Fenosa Generación (Madrid)の環境部門責任者 1991年から1994年：Unión Fenosa Generación (Madrid)の環境部門技術者 **現在の役職** 調達担当ジェネラル・マネージャー

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)
マルコ・パレルモ (1) (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)	1972年4月27日	2,420	1972年生まれ。 **学歴** 2007年：ハーバード・ビジネス・スクール　エグゼクティブMBA－ジェネラル・マネジメント・プログラム 2000年：オックスフォード大学　石油およびガス事業の基礎 1999年：SDA Bocconi　コーポレート・ファイナンス 1997年から1998年：ISTUD　財務管理学修士 1992年から1996年：Luiss大学　経済学学位 **職歴** 2016年から2022年：EnelのM&A担当責任者 2012年から2016年：EnelのグローバルM&AのVP 2009年から2012年：エンデサの戦略および開発担当副業務執行取締役 2004年から2009年：Enelの運営および統合　国際部門担当責任者 2002年から2004年：ERG Power & Gasの戦略的計画担当責任者 1998年から2001年：ERGの財務管理担当者 **現在の役職** 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

(1) マルコ・パレルモは、2023年1月1日付で、イベリアの管理、財務および統制担当ジェネラル・マネージャーとなった。

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2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記46.3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。

2024年および2023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、2024年および2023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	2023連結会計年度		2024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	1,834,161 (297,445,889円)	0 (0円)	2,084,721 (338,079,205円)	0 (0円)
連結子会社	1,160,668 (188,225,530円)	0 (0円)	989,650 (160,491,541円)	0 (0円)
計	**2,994,829 (485,671,419円)**	**0 (0円)**	**3,074,371 (498,570,745円)**	**0 (0円)**

(d) その他重要な報酬の内容

2024年および2023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

2024年および2023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、包括的交渉の一部分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、2025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＝162.17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			
		2024年度		2023年度	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
収益	9	**21,307**	**3,455,356**	**25,459**	**4,128,686**
販売及びサービスから生じる収益	9.1	20,935	3,395,029	25,070	4,065,602
その他の営業利益	9.2	372	60,327	389	63,084
仕入及びサービス		**(13,054)**	**(2,116,967)**	**(16,312)**	**(2,645,317)**
電力購入	10.1	(4,545)	(737,063)	(6,944)	(1,126,108)
消費燃料	10.2	(2,271)	(368,288)	(2,708)	(439,156)
送電費用		(3,595)	(583,001)	(3,213)	(521,052)
その他の変動仕入及びサービス	10.3	(2,643)	(428,615)	(3,447)	(559,000)
エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用	11	**(908)**	**(147,250)**	**(3,172)**	**(514,403)**
貢献利益		**7,345**	**1,191,139**	**5,975**	**968,966**
自家建設資産	3.2b.1、3.2e.3	275	44,597	345	55,949
人件費	12	(986)	(159,900)	(1,137)	(184,387)
その他の固定営業費用	13	(1,396)	(226,389)	(1,423)	(230,768)
その他の収益	14	55	8,919	17	2,757
総営業利益		**5,293**	**858,366**	**3,777**	**612,516**
非金融資産の減価償却費及び減損損失	15.1	(2,018)	(327,259)	(1,864)	(302,285)
金融資産の減損損失	15.2	(204)	(33,083)	(268)	(43,462)
営業利益		**3,071**	**498,024**	**1,645**	**266,770**
業績		**(493)**	**(79,950)**	**(590)**	**(95,680)**
金融収益	16.1	131	21,244	38	6,162
金融費用	16.1	(639)	(103,627)	(705)	(114,330)
デリバティブ金融商品の収益及び費用	16.2	19	3,081	56	9,082
正味為替差額	16.1	(4)	(649)	21	3,406
持分法適用会社の純利益	17	11	1,784	10	1,622
税引前利益		**2,589**	**419,858**	**1,065**	**172,711**
法人税	18	(696)	(112,870)	(303)	(49,138)
継続事業の税引後利益(損失)		**1,893**	**306,988**	**762**	**123,574**
非継続事業の税引後利益		**-**	**-**	**-**	**-**
当期純利益		**1,893**	**306,988**	**762**	**123,574**
親会社持分		1,888	306,177	742	120,330
非支配株主持分	34.2	5	811	20	3,243
継続事業から生じる基本的1株当たり利益(単位:ユーロ)	19	**1.78**	**289**	**0.70**	**114**
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)	19	**1.78**	**289**	**0.70**	**114**
基本的1株当たり利益(単位:ユーロ)	19	**1.78**	**289**	**0.70**	**114**
希薄化後1株当たり利益(単位:ユーロ)	19	**1.78**	**289**	**0.70**	**114**

添付の注記に記載されている注記1～53は、2024年12月31日及び2023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。

⑵ 連結その他の包括利益計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2024年度		2023年度	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
連結当期純利益		**1,893**	**306,988**	**762**	**123,574**
その他の包括利益					
当期利益として再分類されない項目		**42**	**6,811**	**(9)**	**(1,460)**
有形・無形資産の再評価/(戻入)		-	-	-	-
数理計算上の利得又は損失	34.1.11、36.1	52	8,433	(13)	(2,108)
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資から生じるその他の包括利益の持分		-	-	2	324
その他の包括利益の変動を伴う資本性金融商品		-	-	-	-
当期純利益に再分類されないその他の収益及び費用		-	-	-	-
税効果	34.1.11、18	(10)	(1,622)	2	324
後に当期利益として再分類される可能性のある項目		**142**	**23,028**	**2,932**	**475,482**
ヘッジ取引	**34.1.6、34.1.11**	**187**	**30,326**	**3,909**	**633,923**
再評価利得/(損失)		(333)	(54,003)	2,087	338,449
純損益への振替額		520	84,328	1,822	295,474
その他の振替		-	-	-	-
為替換算差額	**34.1.11**	**1**	**162**	**-**	**-**
再評価利得/(損失)		1	162	-	-
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
ジョイント・ベンチャー及び関連会社への投資から生じるその他の包括利益/(損失)の持分	**34.1.6、34.1.11**	**1**	**162**	**-**	**-**
再評価利得/(損失)		1	162	-	-
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
その他の包括利益への変動を通じて公正価値で測定する負債性金融商品		**-**	**-**	**-**	**-**
再評価利得/(損失)		-	-	-	-
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
後に当期利益として再分類される可能性のあるその他の収益及び費用		**-**	**-**	**-**	**-**
再評価利得/(損失)		-	-	-	-
純損益への振替額		-	-	-	-
その他の振替		-	-	-	-
税効果	**34.1.11、18**	**(47)**	**(7,622)**	**(977)**	**(158,440)**
包括利益合計		**2,077**	**336,827**	**3,685**	**597,596**
親会社持分		**2,072**	**336,016**	**3,665**	**594,353**
非支配株主持分		**5**	**811**	**20**	**3,243**

添付の注記に記載されている注記1～53は、2024年12月31日及び2023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。

(3) 連結財政状態計算書

	注記	12月31日終了年度			
		2024年度		2023年度	
		百万ユーロ	百万円	百万ユーロ	百万円
資産					
非流動資産		**28,232**	**4,578,383**	**28,825**	**4,674,550**
有形固定資産	20	22,940	3,720,180	22,839	3,703,801
不動産投資	22	4	649	69	11,190
無形資産	23	1,536	249,093	1,646	266,932
のれん	24	462	74,923	462	74,923
持分法適用投資	26	287	46,543	273	44,272
顧客との契約から生じる非流動資産	27	-	-	-	-
非流動金融資産	28	829	134,439	663	107,519
非流動デリバティブ金融商品	43	377	61,138	879	142,547
その他の非流動資産	29	486	78,815	386	62,598
繰延税金資産	25	1,311	212,605	1,608	260,769
流動資産		**9,113**	**1,477,855**	**12,458**	**2,020,314**
棚卸資産	31	1,831	296,933	2,060	334,070
営業債権及びその他の債権	32	4,878	791,065	5,457	884,962
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債権		4,194	680,141	4,912	796,579
当期法人税資産		265	42,975	233	37,786
その他の税金資産		419	67,949	312	50,597
顧客との契約から生じる流動資産	27	12	1,946	4	649
その他の流動金融資産	30	974	157,954	1,777	288,176
流動デリバティブ金融商品	43	541	87,734	1,054	170,927
現金及び現金同等物	33	840	136,223	2,106	341,530
売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業	22	37	6,000	-	-
資産合計		**37,345**	**6,056,239**	**41,283**	**6,694,864**
純資産及び負債					
純資産	**34**	**9,053**	**1,468,125**	**7,204**	**1,168,273**
親会社持分	34.1	8,110	1,315,199	7,017	1,137,947
資本金		1,271	206,118	1,271	206,118
資本剰余金及び利益剰余金		5,593	907,017	5,788	938,640
(自己株式)		(4)	(649)	(4)	(649)
親会社株主に帰属する当期利益		1,888	306,177	742	120,330
中間配当		(529)	(85,788)	(529)	(85,788)
その他の資本性金融商品		5	811	5	811
評価調整		(114)	(18,487)	(256)	(41,516)
非支配持分	34.2	943	152,926	187	30,326
非流動負債		**19,322**	**3,133,449**	**19,504**	**3,162,964**
補助金	35	249	40,380	227	36,813
顧客との契約から生じる非流動負債	27	4,413	715,656	4,348	705,115
非流動引当金	36	2,758	447,265	2,855	462,995
従業員給付引当金	36.1	227	36,813	268	43,462
その他の非流動引当金		2,531	410,452	2,587	419,534
非流動金融債務	40.3	9,881	1,602,402	9,636	1,562,670
非流動デリバティブ金融商品	43	336	54,489	544	88,220
その他の非流動金融負債	38	64	10,379	8	1,297
その他の非流動負債	37	574	93,086	578	93,734
繰延税金負債	25	1,047	169,792	1,308	212,118
流動負債		**8,970**	**1,454,665**	**14,575**	**2,363,628**
顧客との契約から生じる流動負債	27	487	78,977	427	69,247
流動引当金	36	1,035	167,846	1,377	223,308
従業員給付引当金		-	-	-	-
その他の流動引当金		1,035	167,846	1,377	223,308
流動金融債務	40.3	613	99,410	4,091	663,437
流動デリバティブ金融商品	43	656	106,384	1,673	271,310
その他の流動金融負債	38	97	15,730	104	16,866
営業債務及びその他の支払債務	39	6,065	983,561	6,903	1,119,460
仕入先その他の支払債務		5,149	835,013	6,242	1,012,265
当期法人税負債		309	50,111	215	34,867
その他の税金負債		607	98,437	446	72,328
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	22	17	2,757	-	-
純資産及び負債合計		**37,345**	**6,056,239**	**41,283**	**6,694,864**

添付の注記に記載されている注記1～53は、2024年12月31日及び2023年12月31日現在の連結財政状態計算書の不可分の一部である。

次へ

⑷ 連結資本変動計算書

百万ユーロ

	注記	親会社株主に帰属する持分 (注記34.1)						非支配持分 (注記34.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2024年1月1日現在期首残高		**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		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**1,271**	**5,259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7,204**
包括利益合計		**-**	**42**	**-**	**1,888**	**-**	**142**	**5**	**2,077**
株主又は所有者との事業		**-**	**(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	34.1.10	-	(1,059)	-	-	-	-	(17)	(1,076)
自己株式(純額)に関する取引	34.1.8	-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主又は所有者とのその他の事業	7.1	-	80	-	-	-	-	769	849
その他の純資産の変動		**-**	**742**	**-**	**(742)**	**-**	**-**	**-**	**-**
資本決済における株式に基づく支払い		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	742	-	(742)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2024年12月31日現在期末残高		**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1～53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。

百万ユーロ

	注記	親会社株主に帰属する持分 (注記34.1)						非支配持分 (注記34.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2023年1月1日現在期首残高		**1,271**	**4,934**	**(5)**	**2,541**	**4**	**(3,188)**	**201**	**5,758**
会計基準の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**1,271**	**4,934**	**(5)**	**2,541**	**4**	**(3,188)**	**201**	**5,758**
包括利益合計		**-**	**(9)**	**-**	**742**	**-**	**2,932**	**20**	**3,685**
株主又は所有者との事業		**-**	**(2,207)**	**1**	**-**	**-**	**-**	**(34)**	**(2,240)**
資本増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	(7)	(7)
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額	34.1.10	-	(2,207)	-	-	-	-	(27)	(2,234)
自己株式(純額)に関する取引	34.1.8	-	-	1	-	-	-	-	1
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主又は所有者とのその他の事業		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の純資産の変動		**-**	**2,541**	**-**	**(2,541)**	**1**	**-**	**-**	**1**
資本決済における株式に基づく支払い		-	-	-	-	1	-	-	1
資本項目間の振替		-	2,541	-	(2,541)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2023年12月31日現在期末残高		**1,271**	**5,259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7,204**

添付の注記に記載されている注記1～53は、2023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。

百万円

	注記	親会社株主に帰属する持分(注記34.1)						非支配持分(注記34.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2024年1月1日現在期首残高		**206,118**	**852,852**	**(649)**	**120,330**	**811**	**(41,516)**	**30,326**	**1,168,273**
会計基準の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**206,118**	**852,852**	**(649)**	**120,330**	**811**	**(41,516)**	**30,326**	**1,168,273**
包括利益合計		**-**	**6,811**	**-**	**306,177**	**-**	**23,028**	**811**	**336,827**
株主又は所有者との事業		**-**	**(158,764)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**121,790**	**(36,975)**
資本増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	(162)	(162)
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額	34.1.10	-	(171,738)	-	-	-	-	(2,757)	(174,495)
自己株式(純額)に関する取引	34.1.8	-	-	-	-	-	-	-	-
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主又は所有者とのその他の事業	7.1	-	12,974	-	-	-	-	124,709	137,682
その他の純資産の変動		**-**	**120,330**	**-**	**(120,330)**	**-**	**-**	**-**	**-**
資本決済における株式に基づく支払い		-	-	-	-	-	-	-	-
資本項目間の振替		-	120,330	-	(120,330)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2024年12月31日現在期末残高		**206,118**	**821,229**	**(649)**	**306,177**	**811**	**(18,487)**	**152,926**	**1,468,125**

添付の注記に記載されている注記1〜53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。

百万円

	注記	親会社株主に帰属する持分 (注記34.1)						非支配持分 (注記34.2)	資本合計
		資本金及び剰余金					評価差額金		
		資本金	資本剰余金、利益剰余金及び中間配当	自己株式	当期利益／(損失)	その他の資本項目			
2023年1月1日現在期首残高		**206,118**	**800,147**	**(811)**	**412,074**	**649**	**(516,998)**	**32,596**	**933,775**
会計基準の変更に伴う調整		-	-	-	-	-	-	-	-
誤謬の調整		-	-	-	-	-	-	-	-
調整後期首残高		**206,118**	**800,147**	**(811)**	**412,074**	**649**	**(516,998)**	**32,596**	**933,775**
包括利益合計		**-**	**(1,460)**	**-**	**120,330**	**-**	**475,482**	**3,243**	**597,596**
株主又は所有者との事業		**-**	**(357,909)**	**162**	**-**	**-**	**-**	**(5,514)**	**(363,261)**
資本増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	(1,135)	(1,135)
負債から資本への振替		-	-	-	-	-	-	-	-
配当金支払額	34.1.10	-	(357,909)	-	-	-	-	(4,379)	(362,288)
自己株式(純額)に関する取引	34.1.8	-	-	162	-	-	-	-	162
企業結合に伴う増加/(減少)		-	-	-	-	-	-	-	-
株主又は所有者とのその他の事業		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の純資産の変動		**-**	**412,074**	**-**	**(412,074)**	**162**	**-**	**-**	**162**
資本決済における株式に基づく支払い		-	-	-	-	162	-	-	162
資本項目間の振替		-	412,074	-	(412,074)	-	-	-	-
その他の変動		-	-	-	-	-	-	-	-
2023年12月31日現在期末残高		**206,118**	**852,852**	**(649)**	**120,330**	**811**	**(41,516)**	**30,326**	**1,168,273**

添付の注記に記載されている注記1～53は、2023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。

次へ

⑸ 連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2024年度 (2024年12月31日に終了した12か月間)		2023年度 (2023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
税引前利益		2,589	419,858	1,065	172,711
利益調整		3,033	491,862	4,177	677,384
固定資産の減価償却費及び減損損失	15	2,222	360,342	2,132	345,746
その他の利益(純額)調整額		811	131,520	2,045	331,638
運転資本の変動	45.1	(733)	(118,871)	1,011	163,954
営業債権及びその他の債権		799	129,574	360	58,381
棚卸資産		(835)	(135,412)	(934)	(151,467)
流動金融資産		(6)	(973)	1,781	288,825
営業債務及びその他の流動負債		(691)	(112,059)	(196)	(31,785)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー	45.1	(1,322)	(214,389)	(1,556)	(252,337)
受取利息		113	18,325	77	12,487
受取配当金		10	1,622	25	4,054
支払利息		(547)	(88,707)	(480)	(77,842)
支払法人税		(629)	(102,005)	(854)	(138,493)
営業活動によるその他の収支		(269)	(43,624)	(324)	(52,543)
営業活動による正味キャッシュ・フロー	**45**	**3,567**	**578,460**	**4,697**	**761,712**
投資による支出		**(2,466)**	**(399,911)**	**(2,661)**	**(431,534)**
有形固定資産及び無形資産の取得	45.2	(1,846)	(299,366)	(2,284)	(370,396)
グループ会社への投資		-	-	-	-
その他の投資による取得	45.2	(620)	(100,545)	(377)	(61,138)
売却による収入		**938**	**152,115**	**5,751**	**932,640**
有形固定資産及び無形資産の処分	45.2	30	4,865	20	3,243
グループ会社持分の処分	45.2	-	-	27	4,379
その他の投資の処分	45.2	908	147,250	5,704	925,018
投資活動によるその他のキャッシュ・フロー	**45.2**	**195**	**31,623**	**106**	**17,190**
投資活動によるその他の収支		195	31,623	106	17,190
投資活動による正味キャッシュ・フロー	**45**	**(1,333)**	**(216,173)**	**3,196**	**518,295**
資本性金融商品によるキャッシュ・フロー	45.3	835	135,412	(21)	(3,406)
非流動金融債務による収入	40.3、45.3	818	132,655	3,291	533,701
非流動金融債務の減価償却費	40.3、45.3	(40)	(6,487)	(1,170)	(189,739)
金融債務の償還による正味キャッシュ・フロー	40.3、45.3	(4,041)	(655,329)	(7,051)	(1,143,461)
親会社による配当金の支払い	34.1.10、34.1.12、45.3	(1,058)	(171,576)	(1,678)	(272,121)
非支配株主持分への配当金の支払い	45.3	(14)	(2,270)	(29)	(4,703)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	**45**	**(3,500)**	**(567,595)**	**(6,658)**	**(1,079,728)**
正味キャッシュ・フロー合計		**(1,266)**	**(205,307)**	**1,235**	**200,280**
現金及び現金同等物に係る換算差額		-	-	-	-
現金及び現金同等物の変動		**(1,266)**	**(205,307)**	**1,235**	**200,280**
現金及び現金同等物の期首残高	**33**	**2,106**	**341,530**	**871**	**141,250**
手許現金及び銀行預金		1,281	207,740	871	141,250
その他の現金同等物		825	133,790	-	-
現金及び現金同等物の期末残高	**33**	**840**	**136,223**	**2,106**	**341,530**
手許現金及び銀行預金		78	12,649	1,281	207,740
その他の現金同等物		762	123,574	825	133,790

添付の注記に記載されている注記1～53は、2024年12月31日及び2023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.グループの活動と財務諸表

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.の税務上の登記事務所及び本社の所在地は、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、あらゆる種類の第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、その企業目的を達成するため、主にスペインとポルトガル、及びその他の欧州数カ国の支店を通じて、直接的又は他社の株式保有を通じて間接的に、国内外で事業を展開している。

2023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、2024年4月24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。

エンデサの2024年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表、及びエンデサに統合された各社の2024年度の連結財務諸表は、これらの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、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・グループの一部であり、その親会社は、イタリアの現行法に準拠して設立され、ローマ（Viale Regina Margherita, 137）に登記事務所を有するEnel, S.p.A.である。また、スペインにおける主要会社はMadrid（Calle Ribera del Loira, 60）に登記事務所を有するEnel Iberia, S.L.U.である。エネル・グループは、Enel Iberia, S.L.U.を通じて、エンデサS.A.の株式資本の70.1%を保有している（注記34.1.1、34.1.8参照）。

エネル・グループの2023年12月31日に終了する事業年度の連結財務諸表は、2024年5月23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.連結財務諸表の表示の基礎

2.1.適用される会計規則

2025年2月25日に開催された取締役会において親会社の取締役により発行が承認された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、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規制の枠組みのその他の規定に従い、連結財務諸表日において欧州連合 (EU) により採択された国際財務報告基準 (IFRS) 及び国際財務報告解釈指針委員会 (IFRIC) の解釈にしたがって作成されており、承認のために株主総会に提出され、修正なく承認される見込みである。

本連結財務諸表は、2024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全般の経営成績、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、2023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2024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。

2024年12月31日及び2023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したが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、必要な調整と再分類が行われた。

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。

注記3.原則、会計方針及び測定基準

3.1.関連する会計上の見積り

2025年2月25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、親会社の取締役の責任である。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。

本連結財務諸表の作成にあたり、当社の取締役は、連結財務諸表に含まれる特定の資産、負債、収益、費用及びコミットメントを測定するために見積りを行った。これらの見積りは以下の通りである。

- 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見積り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（注記5.1参照）。

  このため、気候変動がより重大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（注記3.2b、3.2e参照）、影響を受ける従業員に関するエネルギー移行プロセスに関連する義務、施設の閉鎖にかかる将来費用（注記3.2l、36.3参照）、並びに減損損失の有無を判断するための非金融資産の評価（注記3.2f、20.3、23.3参照）に関連している。

- 減損を判断するための金融資産の測定(注記3.2f、20.3、23.3参照)。

- 有形・無形資産の耐用年数（注記3.2b、3.2e参照）。

- 金融商品の公正価値の算定に用いられる仮定（注記3.2h、3.2q、44参照）。

- 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。連結財務諸表の承認日現在、一部の裁定はまだ係争中である（注記6参照）。

- 未請求の顧客に供給されたエネルギー（注記3.2p.1、32参照）。

- 非半島領土（NPT）における発電活動に対する追加報酬制度による報酬の発生（注記6参照）。

- 2018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（注記6参照）。

- 2014年6月6日付勅令413/2014に基づく、再生可能エネルギー生成事業の発生額、及び市場価格乖離の調整計算（注記6、9.1、28.1、38参照）。

- 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」補助料金の資金調達費用（注6参照）。

- **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、並びに解雇手続及び契約停止に関する合意に関与する従業員の退職日及び退職条件**（**注記**3.2I.1、3.2L.2、36.1、36.2**参照**）。

- **施設の閉鎖及び土地の修復のための将来費用**（**注記**3.2b、3.2c、3.2e、3.2l、36.3**参照**）。

- 不確実な、或いは偶発的な資産又は負債の発生可能性及び金額（注記3.2l及び36.3参照）。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、最も可能性の高い測定方法を適用する（注記3.2o、18、25、39参照）。

- 繰延税金資産及び税額控除の測定に用いる仮説（注記3.2o、25.1参照）。

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通りである。

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･グループ会社と株式所有

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。この状況では、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。

2024年12月31日及び2023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の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、留保された投資の公正価値、旧子会社の非支配株主持分の帳簿価額、及び以前支配していた企業に対する支配の喪失により連結財政状態計算書から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株主持分の帳簿価額を調整する。非支配株主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。

完全統合方式によって連結されていない会社であって、持株比率が50%を超える会社

エンデサは以下の企業に対して50%を超える持分を保有しているが、締結されたパートナーシップ契約により、エンデサは他の参加者と共同支配を行使し、これらの企業の資産に対する権利を有し、負債に関する義務を負う、他のパートナーと共同支配を行使し、会社の純資産に関する権利を有する、又は重要な影響力をそれぞれ有するため、これらの持分はジョイント・オペレーション、ジョイント・ベンチャー及び関連会社とみなされる（注記26参照）。

会社	2024年12月31日現在の持分 (%)		連結/会計処理方法
	支配	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	40.06	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	47.54	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

ジョイント・アレンジメント

ジョイント・アレンジメントとは、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。

これらのジョイント・アレンジメントは、契約に関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、契約から生じるジョイント・アレンジメント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。ジョイント・アレンジメント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

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ジョイント・アレンジメント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ジョイント・アレンジメント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、関連会社の正味資産に対するエンデサの持分に、必要に応じてグループ内取引を消去し、同社の取得時に支払われたのれんに関連する未実現利得を加算した額で連結財政状態計算書に計上される。

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、利息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、利子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。

エンデサは以下の会社の20%未満の持分を保有しているが、締結されたパートナーシップ契約によりエンデサが重要な影響力を有しているため、これらの持分は関連会社とみなされる（注記26.1参照）。

会社	2024年12月31日現在の持分 (%)	
	支配	経済
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L.	19.23	9.62
Energías Limpias de Carmona, S.L.	23.08	23.08
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L.	16.00	16.00
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。

その他の株式所有

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、2024年12月31日及び2023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2024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。
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」に記載されているこれらの項目の定義を満たすかどうかに応じて、連結財政状態計算書の負債又は純資産に認識される。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株主持分の価値は、それぞれ連結財政状態計算書の「純資産：非支配株主持分」、及び連結その他の包括利益計算書の「非支配株主持分」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。2024年度の平均金利は3.6%（2023年度は3.2%）であった（注記40.3参照）。この考え方による資産計上額は、2024年に11百万ユーロ（2023年は12百万ユーロ）に達した（注記16.1参照）。**

- **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」の項目で収益として計上される。この考え方による資産計上額は、2024年に129百万ユーロに達した（2023年は154百万ユーロ）。**

- **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毎期見直し、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、係る引当金には、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36.3）。**

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13参照）。

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20.4参照）。

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3.2f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）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3.2f.4及び20.3参照）。

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。

2024年及び2023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	
	2024年度	2023年度
発電設備:		
水力発電設備		
土木工事	100	100
電気機械設備	50	50
石炭火力発電所	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
送配電設備:		
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2024年から2078年の間に設定されている（注記36.3参照）。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を評価した結果、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損益は、当年度の連結損益計算書の「その他の収益」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) 投資不動産

連結財政状態計算書の「投資不動産」セクションには、エンデサの企業目的を構成する通常の事業活動では回収が見込めない土地及び建物が含まれている。

投資不動産は、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認識される。

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。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。

投資不動産は、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。

投資不動産の売却又は処分から生じる損益は、当年度の連結損益計算書の「その他収益」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。

d) 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3.2f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。

e) 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。

2024年12月31日及び2023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。

無形資産の売却又は処分から生じる損益は、当年度の連結損益計算書の「その他収益」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3.2f.**で説明している。**

e.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3.2gに定める基準が適用される。

e.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、2024年度は39百万ユーロ（2023年度は46百万ユーロ）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・イン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。

e.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。2024年及び2023年中に、それぞれ42百万ユーロ及び31百万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、2024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。

e.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耐用年数（2024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。

f) 非金融資産の減損

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「非金融資産の償却及び減損損失」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。

f.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。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、最も重要な資金生成単位（CGU）は以下の通りである。

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	・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、発電と商業化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。	・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。 ・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。 ・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。
	バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各非半島領土（NPT）における発電	・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。	
配電	配電	・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。	

f.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、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各非半島領土(NPT)における資金生成単位(CGU)を除き、今後3年間を対象としており、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利子率で現在価値に割り引かれる。この利子率を計算する際は、現在の通貨コストと、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。

f.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

2024年及び2023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	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		最低	最高	最低	最高
イベリア半島における発電	€	6.7	9.6	8.0	9.3
非半島領土(NPT)における発電					
バレアレス諸島	€	6.9	8.0	8.6	8.6
カナリア諸島	€	6.9	6.9	6.3	6.3
セウタ	€	7.9	7.9	0.0	0.0
メリリャ	€	7.6	7.6	6.9	6.9
配電	€	5.3	7.2	5.9	7.7

2024年度の割引率を構成するパラメーターを分析すると、現在のマクロ経済及び地政学的環境が安定していること、2024年度中に欧州中央銀行(ECB)が2023年度の4.50%から2024年度の3.15%へと4回の利下げを実施したこと、類似の事業活動を行う企業について考慮されるデレバレッジ・ベータに基づく事業リスク・プレミアムが自由化事業及び規制事業の双方で同じままであることなどが、リスク・フリー・レートを引き下げた理由である。

成長率

2024年度及び2023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）は以下の通りである。

%

	2024年度	2023年度
イベリア半島における発電	0.0 - 4.3	0.0 - 2.4
非半島領土（NPT）における発電[1]		
バレアレス諸島	0.0	0.0
カナリア諸島	0.0	0.0
セウタ	0.0	0.0
メリリャ	0.0	0.0
配電	1.8	2.1

(1) 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）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/又はパラメーターを考慮した。

項目及び/又はパラメーター	詳細
電力及びガスの需要動向	・ 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、現行規制及び見通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、設備容量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、配電事業は、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、そして商業化業務は、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。
電力及びガスの販売価格	・ 電力及びガスの販売価格は、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、マクロ経済の仮定を比較するために、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）。

2024年12月31日時点（戦略計画2025-2027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通りである。

	2025年度	2026年度	2027年度
ブレント原油価格（米ドル/bbl）	76	74	72
二酸化炭素（CO_2）（ユーロ/トン）	78	86	95
TTFガス価格（ユーロ/MWh）	38	35	31
PVBガス価格（ユーロ/MWh）	37	35	31
イベリア半島の電力需要（TWh）	244	252	265
消費者物価指数（平均）（CPI）（%）	2.1	2.0	1.9
スペイン国内総生産（GDP）成長率（%）	1.9	1.7	1.6
日次電力市場の平均算術価格（ユーロ/MWh）	67	64	62

f.4.減損テスト

－ 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の資金生成単位（CGU）

2024年12月31日及び2023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）の資産の帳簿価額を回収可能価額に合わせるため、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各非半島領土（NPT）の資金生成単位（CGU）の減損が計上されており、その純額はそれぞれ9百万ユーロ及び90百万ユーロである（注記15.1及び20.3参照）。

2024年及び2023年に認識された減損引当金は、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。

－ Los Barrios港ターミナル（Cádiz）。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、ターミナル事業権の延長要請の結果として、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）の減損の戻し入れがそれぞれ2百万ユーロ及び7百万ユーロ計上されており、最長2057年まで続く可能性がある（注記15.1、20.3参照）。

f.5.感応度分析

2024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ることにより、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。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在					
	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50bp上昇	(9,116)	-	(20)	-	(2,374)	-
割引率100bp上昇	(15,437)	-	(40)	-	(4,161)	-

割引率50bp低下	-	(8,527)	-	(2)	-	(2,243)
電力「プール」価格5%低下	-	(1,011)	-	Na	-	Na
事業費及び保守費5%上昇	(936)	-	(62)	-	(471)	-
保守投資5%上昇	(575)	-	(10)	-	(448)	-
電力需要1%低下	-	(1,916)	-	(6)	-	Na

2024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。**

前へ　次へ

g) 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。

g.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通しを考慮している。

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。

g.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通常の収益と同じ方法で契約の対価を配分する（注記3.2p.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額、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、利息が発生する当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。

g.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3.2p.1参照）。

売却の認識基準を満たす場合、借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3.2h.4参照）。

h) 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。

h.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もと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3.2h.3に記載されている。

h.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。

h.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、債権が回収又は上場廃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売上債権、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（各々注記15、16参照）認識される。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41.5参照）。

h.4.デリバティブを除く金融負債の分類及び評価

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3.2h.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及び注記40.3に記載されている情報の両方について、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を行っており(「確認」)(注記39参照)、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。

2024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。

h.5.デリバティブ金融商品及びヘッジ業務

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_2)排出権)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。公正価値が正の値である場合、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、流動負債又は固定負債の「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34.1.6参照)。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34.1.6参照）。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。

h.5.1.エネルギー商品デリバティブ

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「エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用」に計上される。

エンデサは、主に電力、燃料、二酸化炭素（CO_2）排出権、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、販売用の電気又はガスの購入契約の場合は最終顧客への販売、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。

h.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3.2h.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3.2h.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。

h.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。

h.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引、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。2024年及び2023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。

上記の手続に沿って、エンデサは注記3.2q（注記44参照）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。

h.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書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3.2l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3.2p.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。

h.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損益計算書で認識される。

h.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、或い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、2024年及び2023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16.1、32.1参照）。

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。

h.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、又は資産の実現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42参照）。

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。

i) 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。

i.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化された金融費用は、2024年度に3百万ユーロ（2023年度は2百万ユーロ）であった（注記16.1参照）。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。

i.2.**二酸化炭素（CO_2）排出枠**

発電事業において二酸化炭素（CO_2）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_2）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_2）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_2）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_2）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。

i.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、商品化された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。

j) 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。

k) 顧客との契約に基づく負債

k.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通りである。

- 「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。

k.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損益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。

l) 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50に開示されている。

l.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34.1.7参照）。

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29及び36.1参照）。

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。

l.2. 労働力再編費用引当金

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。

I.3.二酸化炭素（CO_2）排出量費用引当金

発電事業で二酸化炭素（CO_2）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_2）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_2）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36.3、10.3参照）。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_2）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3.2i.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_2）排出権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。

I.4.原産地保証担保引当金

電力取引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（各々注記36.3、10.3参照）。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3.2i.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ない場合、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。

I.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、3.2c、36.3参照）。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16参照）。

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。

%

	2024年度	2023年度
金融割引レート	2.1 - 2.6	2.2 - 3.4

l.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、増分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。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、不利な契約に関する引当金は計上されていない。

m) 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「純為替レート差額」として業績に計上される（注記16.1参照）。

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「純為替換算差額」として業績に計上される（注記16.1参照）。

n) 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。

o) 法人税

2024年、エンデサの子会社のほとんどは、連結納税制度に基づき、連結納税グループ番号572/10を通じて法人税の課税対象となった。このグループの親会社は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企業で構成されている。

2024年12月31日現在、105社がこの連結納税グループを構成しており（2023年12月31日現在は109社）、そのうち最も重要な企業は以下の通りである：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.

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日の吸収合併により、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）。

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純資産の部に計上される。

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、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。

不確実な税務処理

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、不確実な税務処理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、不確実な税務処理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処理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処理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。

不確実な税務処理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25.1、39参照）。

税務調査

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はみなされない。

2024年12月31日現在、以下の年度が行政監査の対象となる。

	2024年12月31日現在
連結法人税グループ（No 572/10）	2006年[(1)]、2019年以降
連結法人税グループ（No 21/02）	2020年から2023年
エンデサのその他の子会社	2020年以降

(1) 2014年度において、エンデサは、2006年に違憲とされたExtremadura環境税の還付による収益に対する同年度の課税の結果、2006年度の法人税に関する不当な納付の還付を求める申請を提出した。当連結財務諸表の作成日現在、当該年度を検査する行政の権利は失効していない。

2023年度中、税務当局は、2019～2022年度の法人税及び付加価値税（VAT）、並びに2020～2022年度の源泉徴収税について、偶発債務が発生する可能性のある連結納税グループ番号572/10に対する検証及び調査手続を開始した。当連結財務諸表の発行認可日現在、当該措置は検査機関による情報収集及び分析段階にあるため、当該措置から生じうる経済的影響の見積りを行うことはできない。

非協力的な国・地域の利用

2024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。

p) 収益及び費用の認識

p.1.顧客との契約から生じる通常の収益

I.一般的な収益認識要件

エンデサは、一般的な規則として、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収益を計上するために、以下のステップを踏んでいる。

1. 顧客との契約を識別する。

2. 契約の履行義務を識別する。

3. 取引価格を設定する。

4. 契約履行義務間の取引価格を配分する。

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抱合せ販売契約）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認識に対する特別基準

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通りである。

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
	電力及びガスの商業化	・電気及びガスの販売額には、規制市場での販売額と、最終処分価格（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。 ・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。 ・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。	・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、売上高には、供給されたがまだ顧客のメーターで読み取られていないエネルギーの見積りが含まれる（注記32参照）。 ・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通りである。 - 供給済みでまだ顧客のメーターで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。 - エネルギー供給量（GWh）は、以下のパラメーターに基づいて見積られる。 i.その期間中に市場で購入されたエネルギーはバスバー（bc）で行われ、このデータは発注を通じて識別される。 ii.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ーに基づいて見積られる。 iii.顧客に請求する実際のエネルギー量 - 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。 - 価格(ユーロ/GWh)は、以下の要素に基づいて見積られる。 i.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 ii.アクセスチャージに基づく送配電コスト iii.顧客との契約において定義されたパラメーターに基づいて、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
発電と商業化	卸電力販売	・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。	・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。
	再生可能エネルギー、熱電供給、廃棄物発電事業	・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、スペイン本土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6）。 ・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ーの次回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、特定報酬の増減を通じて相殺される。	・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。 ・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。
	非半島領土（NPT）における発電量	・報酬は基本的に、設備の稼動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、国家市場競争委員会（CNMC）による決済から受け取られる。	・この収益は、電力販売が市場に移される際に計上される。
配電	配電事業により規制された収益	・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。	・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）。

p.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デリバティブを除く金融商品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。

q) 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。

公正価値で測定する資産及び負債は、次のレベルに分類される（注記44参照）。

- **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ー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充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。

r) 1株当たり利益（損失）

基本的1株当たり当期純利益は、親会社株主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/損失から非支配株主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。

2024年及び2023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19、34.1.8及び34.1.12参照）。

s) 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34.1.10参照）。

t) 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46.3.5参照）。

エンデサは、従業員が提供したサービスを、取得時に連結損益計算書で「人件費」として認識しており、一方、取引が自己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政状態計算書の「長期引当金」で認識している。

一定期間内にサービスを完了する必要の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、委譲契約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、前項の規定にしたがって、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46.3.5参照）。

u) 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34.1.8参照）。

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。

v) 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者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。移転価格は充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46参照）。

注記4.新会計基準、改訂及び解釈

当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2024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、基準の改訂及び解釈指針	強制適用： 施行日以降に開始する期間から適用
IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂(1)	2024年1月1日
IFRS第16号「リース」– セール・アンド・リースバック取引におけるリース負債の改訂	2024年1月1日
IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」及びIFRS第7号「金融商品：開示」の改訂 – サプライヤー・ファイナンス契約	2024年1月1日

(1) 流動・非流動負債の分類 - 発効日の延期及び財務制限条項付非流動負債を含む。

これらの改訂の適用は、2024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。

前へ　次へ

注記5.非財務情報

5.1.気候変動

エンデサは、国連の持続可能な開発目標（SDGs）及び経済の脱炭素化目標の達成を目的とするパリ協定の目標に沿って、エネルギー移行を牽引することを目指し、事業を展開する社会が直面する主な課題に取り組むビジネスモデルを推進している。エンデサは、世界の平均気温上昇を産業革命以前と比較して1.5°Cに抑えるという目標の達成に協力し、全てのステークホルダーのために共有価値を創造し、エネルギー移行の課題に取り組む戦略を策定している。

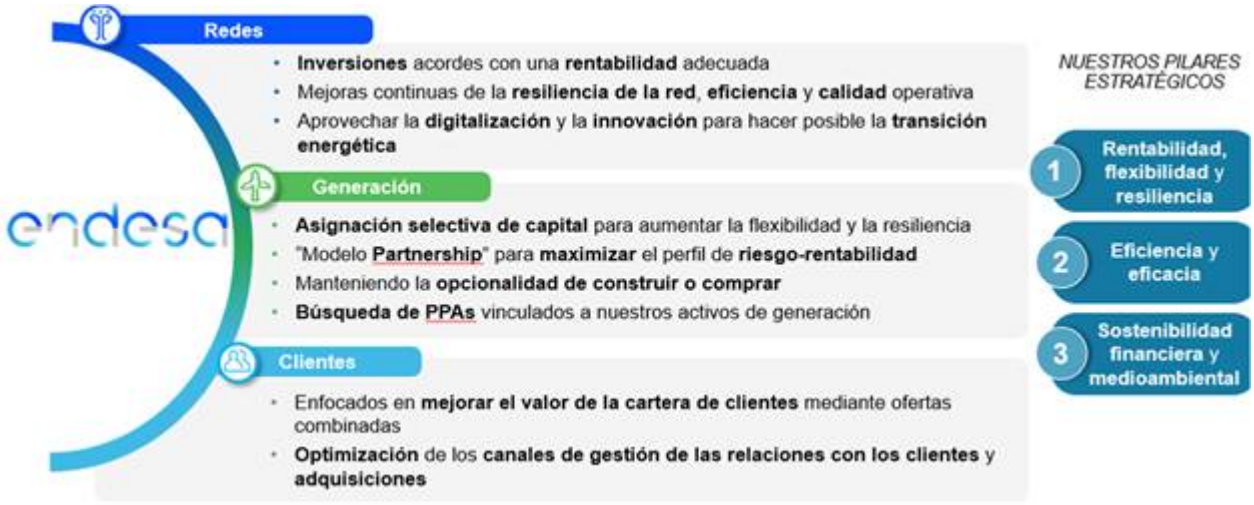
欧州のエネルギーセクターは現在、「手頃感」「安全性」「持続可能性」という3つの大きな目標を達成できるエネルギーシステムの開発という大きな課題に直面している。

欧州連合（EU）内では、これらの目標を達成するための統一的な規制の枠組みの開発と実施において、大きな進展があった。この枠組みは、「REPowerEU」計画と「Fit for 55」対策パッケージの2本柱で構成されている（注記6参照）。これらの補完的な規制を加盟国の法的枠組みに組み込むことで、クリーンなエネルギー源の開発と送配電網の近代化のバランスを取り、エネルギー市場の価格と変動を低減し、最終的には欧州全体の経済回復と再工業化を支援することを目的としている。

これらの指導原則は、対応する国家計画に反映されている。スペインの場合、2024年9月24日にスペイン政府が発表した「統合国家エネルギー・気候計画（INECP）2023-2030」に具体化されており、これは当初の2021～2030年の計画を更新したものである。今回の更新では、308百万ユーロの投資予測が含まれており、そのうちの82%は民間セクターによるものである。基本的に、この新しい「統合国家エネルギー・気候計画（INECP）2023-2030」は、経済の電化（この投資の17%を占め、前回のINECP2021-2030より10ポイント多い）に重点を置き、野心を高めていること、新しい太陽光、風力、蓄電容量を積極的に増やし、より大きな容量と広範囲に及ぶ電力網に強くコミットしていることが特徴である。

エンデサは、エネルギー移行をリードし、それがもたらすあらゆる機会を捉えることに全力を尽くしている。そのため、2025～2027年戦略計画は、更新されたNECPに概説されている主な指標と目標を考慮に入れている。

2025～2027年度については、前計画で設定された3つの戦略的柱はそのまま継続され、全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ために、会社のリスク・リターンプロファイルを最適化することを最終目標としている。



この2025～2027年戦略計画は、新たなエネルギー情勢に合わせたもので、より選択的かつ効率的な資本配分を重視している。以上のことから、2025～2027年までの本計画で予測される総投資額は、前回計画比8%増の9,600百万ユーロと見積られる。したがって、クリーン電化の2本柱である配電網と再生可能発電は、引き続き重要な成長ドライバーとなる。

気候変動に関連する重要な影響、リスク、機会（IROs）（ESRS E1）の観点からエンデサの影響を示す気候変動に関する情報は、2024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に概説されている。

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2020年11月に公表され、2023年7月に改訂された資料「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2024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、20.1、20.2、23.1、23.2	・再生可能発電、送電網整備のためのインフラ、モビリティ、都市、電子産業、ホームオートメーション事業開発への投資に関連する資産取得のための投資計画及び約定。
非金融資産の減損	3.2f.3、5.1.1、20.3、23.3、24.1	・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	36.2、36.3	・影響を受ける従業員や将来の施設の廃炉費用など、エネルギー移行プロセスに関連する義務。
サステナブルファイナンス	40.3、5.1.2	・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	3.2h.5.2、44.5	・長期金融電力購入契約（PPA）の主な特徴。
株式に基づく報酬	46.3.5	・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	3.2i.2、3.2i.3、3.2l.3、3.2l.4、5.1.3、10.3、31.1、31.2、36.3、5.1.3	・二酸化炭素（CO_2）排出枠、省エネルギー証書、原産地保証の記述及び会計処理。 ・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通りである。

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

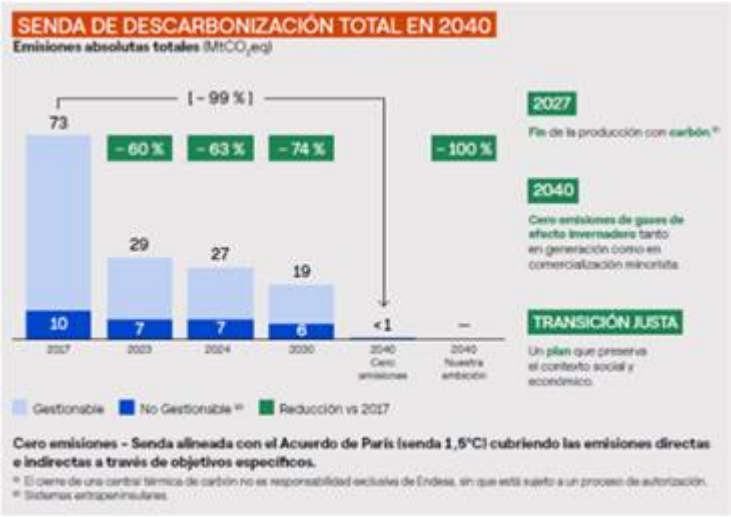
エンデサは、産業革命前と比較して気温上昇を1.5°Cに抑えることを目指すパリ協定の目標に沿った持続可能なビジネスモデルの開発に全力で取り組んでいる。エンデサにとって、気候変動との闘いは前例のない挑戦である。これまで承認してきた一連の戦略計画を通じて、野心的な目標を設定してきた。

2024年11月19日に発表された2025～2027年戦略計画では、100%再生可能エネルギーの発電と売電を通じて、2040年までに「ネット・ゼロ」排出を達成するという目標が改めて示された。この長期的アプローチは、確固たる財務的・環境的持続可能性の達成を目指すもので、気候変動という課題に取り組みながら価値の創造に努め、戦略的行動指針の策定を通じて達成される。

エンデサは、2027年までにスペインにおける石炭発電を完全に廃止するというコミットメントを維持しており、Alcudia発電所の最後の2基の発電機（現在、供給安定性の理由から限定的に稼働している）の廃炉を要請する計画である。これを念頭に置いて、エンデサは以下の戦略的ガイドラインを策定した。

戦略的ガイドライン
・ 脱炭素電力供給の支援に資本を配分する。
・ 顧客のエネルギー需要に応える電化を可能にする。
・ バリューチェーン全体で価値創造を最大化する。
・ 持続可能な「ネット・ゼロ」排出量目標の達成を加速させる。

これらの前提は、非金融資産の減損テストの基礎となる主な仮定に価値を割り当てるために使用されるアプローチに統合されている（注記3.2f.3参照）。



気候変動がエンデサの事業に最も関連する側面に与える影響を分析することは複雑な作業であり、首尾一貫したシナリオと分析の枠組みを定義する必要がある。エンデサは、戦略計画の柔軟性と回復力を評価し、発生するリスクと機会を特定するために、以下の気候、エネルギー、マクロ経済のシナリオを使用している。

シナリオ	適用範囲
短期（1～3年）	・ 会社の戦略計画と整合しており、2025～2027年戦略計画に基づいて感応度分析を行うことができる。
中期（4～10年）	・ エネルギー移行の効果が現れるシナリオ。
長期（10年以上）	・ このシナリオでは、エネルギー移行の影響の具体化に加えて、気候の慢性的な変化が観察される。

これらのシナリオは、気候変動要因の変化（物理的シナリオ）、技術的・規制的要因の進化（移行シナリオ）の影響を、それぞれ異常現象、慢性現象、移行プロセスの観点から分析することを可能にする。

これに伴い、エンデサは気候変動問題を評価し、それらが将来キャッシュ・フロー予測の見積りを行うために使用した合理的かつ持続可能な仮定にどのような影響を与えたかを判断した。エンデサが長期的な時間軸（2050年）で考慮した気候変動関連の影響の概要は以下の通りである。

－ 2028～2050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。

－ 2040年までに完全な脱炭素化を達成するというエンデサの長期目標に沿って、石炭/燃料発電所と複合サイクル発電所の廃炉費用の見積りを行う。これには、100%排出ガスのない発電の達成とガス関連活動の停止が含まれる。

－ エンデサの2025～2027年戦略計画で発表された気候変動に関連する主要変数などを織り込んでいる。

戦略的ガイドライン
・ 2023年のイベリア半島最後の石炭火力発電所（As Pontes）の廃炉に続き、Alcudia発電所の最後の2基の発電機（現在、安定供給のため限定的に稼働中）の廃炉を要請する計画で、2027年までにスペインで石炭を完全に廃止するというコミットメントを維持する。
・ 再生可能エネルギーへの投資（総額3,700百万ユーロ）を、太陽光エネルギーへのエクスポージャーを減らし、より付加価値の高い資産に集中することで方向転換する。
・ 再生可能エネルギーの純設備容量を3GW増やし、2027年までに23.1GWにする。
・ この目標を達成するために炭素除去技術に頼ることなく、2040年までに発電事業と商業化事業でゼロ・エミッションを達成する。

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	**石炭・燃料発電所** エンデサは、2027年までに石炭火力発電を完全に廃止する計画で、Alcudia発電所の最後の2基の発電機（現在、供給安定化のために限定的に稼働している）の廃炉を要請することを約束した。同社はまた、2024年12月31日時点で稼働中の発電所の閉鎖にも積極的に取り組んでいる。 ・ 石炭火力発電所について、 - 供給安全保障上の理由から稼働を継続しているAlcudia火力発電所の発電機3号機及び4号機は、2021年8月17日以降、年間最大500時間の稼働に制限されている。2024年12月31日現在の帳簿価額は20百万ユーロ（2023年12月31日時点では26百万ユーロ）であった。 ・ 非半島領土（NPT）における発電のための資金生成単位（CGU）に完全に統合されている燃料発電所に関しては、2024年12月31日現在の正味帳簿価額は392百万ユーロ（2023年12月31日時点では406百万ユーロ）であった。 - 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、バレアレス諸島、セウタ及びメリリャ）の発電設備は老朽化しており、これらの電気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。
	再生可能エネルギー発電施設 ・ パリ協定（1.5°Cパスウェイ）に沿って、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）の両方をカバーする脱炭素化への道筋を確立した。これを達成するため、エンデサは、イベリア半島内外で発電事業全体を100%排出なしにするため、新たな再生可能エネルギーを積極的に導入している。 ・ 2024年12月31日現在、再生可能エネルギー発電施設に関連する有形固定資産の帳簿価額は4,107百万ユーロ（2023年12月31日現在4,163百万ユーロ）であった。さらに、再生可能エネルギー発電施設に関連する無形資産の価値は608百万ユーロ（2023年12月31日時点では701百万ユーロ）であった。 ・ 再生可能エネルギー発電施設の利用価値は、気候変動に関連する潜在的な物理的影響、特に水、太陽、風力資源の不足によって影響を受ける可能性がある。その他の影響要因としては、規制の変更、エネルギー需要、エネルギー売買価格の予測などがある。
配電	**配電網** ・ 2024年12月31日現在、送配電設備に関連する有形固定資産の帳簿価額は12,577百万ユーロ（2023年12月31日時点では12,414百万ユーロ）であった。 ・ エンデサは、配電網と需要の電化が気候変動緩和の鍵になると考えている。このため、規制配電資産への投資は、サービス品質の向上、損失の削減、回復力の強化、新規接続要求の統合を可能にすることを目的としている。 ・ 配電事業は、規制の変更や異常気象の影響を受ける可能性があり、サービス品質に影響を及ぼす可能性がある。さらに、配電網は、エネルギー移行を可能にする不可欠な統合要素として、特に再生可能エネルギー発電の増加や、付加価値サービスや顧客への電力供給の拡大に対応するための課題に直面している。
給電	**顧客獲得と充電ポイントに関連するコスト** ・ 商業化事業における非金融資産で、気候変動とエネルギー移行の影響を受ける可能性のあるものには、顧客獲得と充電ポイントに関連するコストが含まれる。これは主に、このような進化する環境における需要の変動によるものであり、環境を軽視することなく効率と省エネルギーを保証するエネルギー効率ソリューションに顧客を誘導するものである。

(1) 施設の閉鎖は、行政からの認可に基づいて行われる。

c) 廃炉引当金

気候変動への対応の一環として、エンデサは、2040年までに100%排出ガスのない発電を達成するという長期目標に沿って、石炭/燃料発電所と複合サイクル発電所の廃炉費用を試算している。配電網はクリーン電化の基幹であるため、一部の配電施設も含まれる（注3.2l.5参照）。これらの引当金は、現在価値で計上される（注記36.3参照）。

d) 二酸化炭素（CO_2）排出枠及び原産地保証

二酸化炭素（CO_2）排出枠

エンデサは、ゼロ・エミッション達成に努め、2040年までに「ネット・ゼロ」排出量を達成するという長期目標を掲げている。同社は、排出を伴わない技術的解決策が利用できない排出に対してのみ、オフセット手段の利用を検討する。

年度中に二酸化炭素（CO_2）排出枠を提出する義務は、連結財政状態計算書の「その他流動負債」の 項目で流動負債として認識され、対応する費用は連結損益計算書の「その他変動仕入及びサービス」の項目で認識される（注記3.2I.2参照）。

原産地保証

脱炭素化へのコミットメントに基づき、エンデサは再生可能エネルギーによる発電と商業化の両方を推進することで、クリーンな電化の促進に尽力している。

電力の商業化に関しては、エンデサは最終消費者に対し、販売する電力が再生可能エネルギー源から発電されたものであることを保証している。これは、提供される電力の再生可能な原産地を証明する原産地保証によって検証される。このため、再生可能エネルギーを事業化する企業は、国家市場競争委員会（CNMC）に対し、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を負っている（注6参照）。

さらに、エンデサは、再生可能資源を使用する自社施設からの発電に関連する原産地保証を生成し、連結財政状態計算書において「棚卸資産」として認識している。

原産地保証を国家市場競争委員会（CNMC）に提出する義務は、連結財政状態計算書の「その他の流動的引当金」で認識され、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」で認識されている（注記3.2I.4参照）。

e) 繰延税金資産の回収可能性

エンデサは、気候変動とエネルギー移行の影響を考慮して、認識された繰延税金資産の回収可能性を各期末に評価する。必要な調整は、この分析結果に基づいて行われる（注記25参照）。

f) 規制の枠組み

気候変動とエネルギー移行に関する規制の枠組みは常に進化している。エンデサの活動は、広範な環境規制の対象となっている。したがって、現行の環境法又は規制を遵守できなかったり、規制の変更に対応できなかったりした場合、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。

2024年、欧州連合（EU）は、昨今のエネルギー危機にもかかわらず、野心的な気候変動目標に向けて大きな前進を続けている。これには、需要の電化、送電網の相互接続、蓄電システム、再生可能エネルギーの導入拡大、水素やバイオメタンといった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を変革する際には、エネルギー安全保障を確保し、エネルギー自給率を高め、クリーン技術の国内生産を拡大し、エネルギーをより安価なものにすることも重要である。

このような状況の中、「Fit for 55」パッケージの下で法制化提案の進展が続いている。このため2024年には、欧州連合（EU）の気候目標達成に向けた様々な規制措置が採択されることになった。

スペインでは、「統合国家エネルギー・気候計画（INECP）2023-2030」及び「国家気候変動適応計画（NCCAP）2021-2030」に気候変動緩和目標の実施が示されている（注6）。

注20.4は、2024年度及び2023年度に実施されたエンデサの環境保護活動への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となっており、これを遵守できなかった場合、事業、財務実績、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法的手続又は仲裁裁判の詳細については、注記50参照。

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、ロイヤルティ・プラン及び戦略的インセンティブ・プランと呼ばれる長期報酬プランを通じて構成されており、その主な目的は、より大きな責任を負う地位にある者、執行取締役、及び戦略的プランの達成に不可欠と見なされる管理職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や指標が設けられており、報酬方針に詳述されている。

エンデサのインセンティブ制度に関する情報は注記46.3.5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。エンデサは、2025年から2027年にかけて計画されている投資の80%以上が欧州連合（EU）タクソノミーに沿っていると見込んでいる。

2024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性に準拠した条件の総金融債務残高は、3,321百万ユーロ（総金融債務残高の32%）である（注記40.3、40.4参照）。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6,018百万ユーロ（金融債務総額の57%）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。

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	環境メカニズムに関する定義	自然
排出量取引制度	• 欧州連合（EU）は野心的な温室効果ガス削減目標を設定し、その目標を達成するための重要な手段として排出量取引制度を開発した。 • このメカニズムは、EUの全加盟国に適用され、発電及び産業用発電所に対する年間排出上限を定めている。この上限は、利用可能な排出枠の数を減らすことによって徐々に削減される。 • 排出枠は主にオークション（57%）を通じて入手できるが、残りの43%は炭素リーケージのリスクがあるとみなされるセクターの施設に無償で割り当てられる。 • 影響を受ける施設は、2025年の翌年9月30日までに、前年度の排出量に相当する「欧州連合排出枠（EUA）」と呼ばれる排出枠を放棄しなければならない。	• この法的に義務付けられた環境計画は、排出削減がパリ協定と当社の戦略目標に沿ったものであることを保証するものである。 • 2013年以降、火力発電は無料の排出枠を受け取れなくなり、電力会社は市場から二酸化炭素（CO_2）排出枠を購入しなければならなくなった。このメカニズムは、企業に排出量削減のための決断を促すもので、それによって欧州連合（EU）はより持続可能な未来に近づくことができる。 • 火力発電事業で二酸化炭素（CO_2）を排出するエンデサ・グループ会社は、前年度の排出量に相当する「欧州連合排出枠（EUA）」を翌年の9月30日までに提出しなければならない。 • エンデサは、2015年のパリ協定採択以来、わずか9年間で累積排出量を71%削減し、2024年度を終了した。ロシア・ウクライナ紛争、地政学的緊張、進行中のエネルギー危機などが主な原因で、過去2年間は一時的に予測路線から外れていたにもかかわらず、この成果を達成した。 • 2024年12月31日現在、二酸化炭素（CO_2）排出量を賄うために提出される既存の排出枠及びそのための引当金の総額は、それぞれ694百万ユーロ及び716百万ユーロである（注記31及び36.3参照）。
原産地保証	• この欧州のメカニズムは、再生可能エネルギー源の利用を促進するためのものである。 • スペインでは、国家市場競争委員会（Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia-CNMC）が、生成された原産地保証の発行と管理を含む原産地保証制度を監督している。 • 企業は、再生可能エネルギー発電施設で生産するエネルギーの原産地保証を要求することができる。 • 再生可能エネルギーを事業化する企業は、顧客に販売した再生可能エネルギーの量に相当する量の原産地保証を償還することが義務付けられている。	• このメカニズムはエンデサの小売業者にも適用され、小売業者は販売する再生可能エネルギーを認証しなければならない。具体的には、電力の商業化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、該当月に再生可能電力を受け取った消費者に割り当てられた原産地保証を償還しなければならない。 • さらに、自社の再生可能エネルギー設備で発電しているエンデサ・グループ会社は、CNMC発行の原産地保証を受けている。 • 2024年12月31日現在、原産地保証の形で提出される既存の排出枠及びそのための引当金の総額は、それぞれ26百万ユーロ及び29百万ユーロである（注記31及び36.3参照）。
省エネルギー証書 （ESC[(1)], EECs）	• 2014年10月15日付法律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で定められた基準と同じ基準に従い、年間省エネ目標を定める義務制度を制定する。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。 a. いわゆる国家エネルギー効率化基金（Fond Nacional de Eficiencia Energética- FNEE）への拠出を通じて実施される国家要件システム。 b. 税金、ターゲットを絞った広告キャンペーン、車両更新など、前述の基金では賄えない様々な代替措置。 • この義務制度は、電力・ガス小売業者、石油製品・液化石油ガス（LPG）卸売業者（義務者）に対し、年間省エネ目標を達成することを義務付けるもので、通常、FNEEへの支払いという形で実施される。しかし、2023年以降、小売業者と卸売業者は、いわゆる省エネルギー証書（ESC）を提出することにより、FNEEへの資金拠出という形で、自主的にコンプライアンスを補完することができる。 • 毎年、省エネ義務とそれに相当する経済的金額、及び各対象が国家エネルギー効率化基金（FNEE）に経済的に拠出しなければならない最低金額を定めた省令が公布され、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。期待された省エネルギー証書（CAE）が全て提供されなかった場合、義務当事者は同等の追加拠出を行わなければならない。 • 欧州連合（EU）のエネルギー・気候協定を受けて、フランスでは2005年に「POPE」法が成立し、エネルギー供給業者や燃料販売業者に対し、運輸、住宅、中小企業、農業の各セクターで省エネを行うか、そのための資金を調達することが義務づけられた。 • この義務は、該当セクターの消費者への請求額に基づいて算出され、同等のエネルギー効率証書（EEC）を提出することで果たされる。 • 義務者が期間終了まで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。	• このメカニズムはエンデサの小売業者にも影響し、小売業者はFNEEに毎年拠出することが義務付けられている。FNEEに対する経済的貢献の最低割合は義務付けられており、年間義務を果たすためにESCを提出することもできる。或いは、FNEEに債務全額を拠出することによってのみ、年間債務を履行することもできる（注記6参照）。 • Endesa Energía, S.A.U.は、自由化されたフランス市場において、このメカニズムの中で義務当事者として活動する特定の支店を通じて商業化活動を行っている。 • EECはプライマリー・マーケット又はセカンダリー・マーケットを通じて入手する。2024年12月31日現在、EECの形で提出される既存の排出枠及びそのための引当金の総額は、それぞれ26百万ユーロ及び29百万ユーロである（注記31及び36.3参照）。

(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_2）排出枠、原産地保証、その他の環境証明書の認識・測定基準は、注記3.2i.2、3.2i.3、3.2l.3、3.2l.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

2024年及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
二酸化炭素（CO_2）排出枠の消費	10.3	726	925
原産地保証及びその他の環境証書付きエネルギーの消費	10.3	45	157
合計		**771**	**1,082**

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_2）排出枠、原産地保証、その他の環境証明書の数は以下の通りである。

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		二酸化炭素（CO_2）排出枠（千トン）	原産地保証及びその他の環境証書（GWh）	二酸化炭素（CO_2）排出枠（千トン）	原産地保証及びその他の環境証書（GWh）
期首残高		**10,974**	**19,233**	**10,421**	**16,815**
自家発電		-	16,222	-	11,732
調達		10,007	16,229	13,824	13,625
売却		-	-	-	-
償還	31.1、31.2	(11,555)	(26,255)	(13,271)	(22,939)
期末残高		**9,426**	**25,429**	**10,974**	**19,233**

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

2024年12月31日及び2023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_2）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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
二酸化炭素（CO_2）排出枠に関する引当金		-	716	-	917
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金		-	58	-	161
合計		**-**	**774**	**-**	**1,078**

百万ユーロ

	2023年12月31日現在残高	割当	償還	振替及びその他	2024年12月31日現在残高
二酸化炭素（CO_2）排出枠に関する引当金	917	726	(927)	-	716
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	161	45	(148)	-	58
合計	**1,078**	**771**	**(1,075)**	**-**	**774**

5.2.地政学的状況

世界的なエネルギーの観点からみると、2024年は、エネルギーの利用可能性、中国の経済的課題にもかかわらず底堅い石油需要、そして2022年の危機によって引き起こされた急激な上昇から正常なエネルギー価格への回帰が特徴となっている。しかし、欧州のエネルギーコストは米国よりも高止まりしており、エネルギー市場は地政学的緊張、特にウクライナと中東の紛争による不確実性と変動に直面し続けている。

	側面
マクロ経済と政治環境	・ 今年はマクロ経済の見通しが改善し、インフレ率も前年より鈍化した。
	・ 本連結財務諸表の作成日現在、マクロ経済情勢は、公的及び企業債務の資金調達コストの上昇という環境から、金利の大幅な引き下げというシナリオへと変化している。とはいえ、高水準の公的債務は特定の国のリスク・プレミアムを押し上げ、財政リスクを高める可能性がある。

欧州証券市場監督局（ESMA）**の勧告に従い、エンデサは、ロシア・ウクライナ紛争及び中東紛争によって発生した現在の状況と推移の両方を監視し、潜在的なリスクと、現在の環境におけるマクロ経済、金融、及び商業上の変数の変化、並びに施行中の規制措置を管理し、それらが連結財務諸表に及ぼす潜在的な影響の見積りを更新している。この分析は下記の2024年12月31日に終了する事業年度に係る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	3.2f.3、20.3、23.3、24.1	現在の状況の監視
棚卸資産	31	「テイク・オア・ペイ」条項のある契約における経済的背景の影響
引当金	36	使用した数理計算上の仮定
金融商品	34.1.6、40	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、並びにカテゴリー間の再分類。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	28、30、40.3	金融債務の詳細
エネルギー商品の価格リスク	41.3	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	40.4、41.4	流動性ポジションの詳細
信用リスク	41.5	金融資産の減損の分析
集中リスク	41.6	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	44	公正価値で評価される金融資産及び金融負債の詳細

上記に従い、2024年12月31日に終了する事業年度において、現在の紛争とその背景の両方から生じる影響は、営業総利益（EBITDA）**及び営業利益**（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。

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、それまで電力セクターの基本的な規制枠組みを定めていた1997年11月27日付法律54/1997を廃止し、これに取って代わるものである。この新しい法律は、業界参加者の役割と責任だけでなく、業界の新しい運営枠組みを定めたものである。この枠組みの主な側面は以下の通りである。

- 電力システムは、経済的・財政的な持続可能性という基本原則によって管理されており、この原則は、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を保証するものである。システムコストは、送電網と配電網のアクセス・タリフ（両事業の報酬をカバーすることを目的とする）、その他のコスト要素を賄うために設定された料金、国家一般予算（Presupuestos Generales del Estado- PGE）からの配分、その他該当する収入源や財政メカニズムを通じて賄われる。加えて、

  - ○ 費用の増加又は収入の減少は、同等の費用の削減又は収入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できない。

  - ○ 2014年以降、一時的な不均衡はシステムの年間見積収入の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。設定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）の電力システムの報酬の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。報酬パラメーターは、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、2013年7月12日付勅令法9/2013の発効前3カ月間のセカンダリー・マーケットにおけるスペイン国債10年物の平均利回りに、NPTにおける送電・配電・生産活動については200ベーシス・ポイント、再生可能エネルギーによる発電、高効率熱電供給、廃棄物発電技術については300ベーシス・ポイントを上乗せしたものと定めた。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、廃棄物発電技術による発電活動は、2019年11月22日付勅令法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タリフは、小口需要家のための自主価格（Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor - PVPC）で、ラストリゾート・タリフ（Tarifa de Último Recurso- 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、自由化市場の供給業者と一時的に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、電力システムの財政的安定を保証するための緊急措置を採択した2013年7月12日付勅令法9/2013で、特に再生可能エネルギー、熱電供給、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。

- 総収入の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日付勅令法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、電力システム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、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日付勅令法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、国家市場競争委員会（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（Boletín Oficial del Estado- 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・タリフの構造、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ー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（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico- 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、供給の安全性、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、タリフ、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日付勅令法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日付通達2/2019の電気及びガスの財政的報酬率：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。2024年5月9日、CNMCはこの通達を改定するための公開協議を開始した。協議では、エネルギー移行がもたらす課題と、経済の電化において送電網への投資が果たす重要な役割に照らして、関係者に一連の質問が投げかけられた。さらに2024年10月31日、官報は2024年10月30日付命令TED/1193/2024を発表した。この命令は、2019年11月12日付通達2/2019の改正案に関するCCMCのエネルギー政策指針をまとめたものである。この文書は、送配電事業及び天然ガスの再ガス化、送配電事業に対する財政的報酬率の算定メソドロジーを定めたものである。

- 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システム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、1日前市場、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、次期規制期間における報酬のパラメーター、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。2024年5月9日、国家市場競争委員会（CNMC）は、2019年12月5日付通達6/2019の改正案を作成するための公開協議を開始した。

- 2020年1月15日付通達3/2020は、送配電網のアクセス・タリフ算定メソドロジーに関するもので、2025年2月5日、2025年1月28日付国家市場競争委員会（CNMC）通達1/2025によって改正された。

- 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続、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2025年で、2024年11月28日付決議で承認された。

後述するように、2024年1月、国家エネルギー委員会（Comisión Nacional de la Energía - 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続が開始された。

配電からの報酬

2013年12月30日、2013年12月27日付勅令法1048/2013が公布され、2013年7月12日付勅令法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通りである。

- 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ベーシス・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。配電企業は、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（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - MITECO）に提出して承認を得る必要があり、影響を受ける自治州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、本制度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7月12日付の勅令法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（Boletín Oficial del Estado - 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、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が官報に掲載され、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、λibaseパラメーター（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、これらの項目が十分に正当化されると考えているため、対応する争訟行政を最高裁判所に提起した。

2019年1月11日付勅令法1/2019によると、2020年以降の報酬メソドロジーは、国家市場競争委員会（Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC）が定める。

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、次の規制期間における配電の報酬に関するパラメーター、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。

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、2024年11月11日、CCMCは2021年の配電報酬案に関する公開協議を開始した。

2020年から2025年までの財政的報酬率について、CNMCは2019年11月12日付通達2/2019を承認した。この通達では報酬率の計算メソドロジーを定めており、送配電事業の報酬率を5.580%（2020年は6.003%）と設定している。次期規制期間（2026年～2031年）については、2024年10月30日付命令TED/1193/2024が2024年10月31日に公布され、前述の2019年11月12日付通達2/2019に関してCNMCが検討すべきエネルギー政策の指針が定められた。

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、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年の調整額が確定し、2025年2月10日には2025年の調整額が確定した。

最後に、2024年6月4日、MITECOは、現在国内総生産（GDP）の一定割合を上限としている送配電網への投資限度額の修正に関する事前協議を開始した。この目的は、エネルギー移行という新たな状況を考慮してこの限度額を見直し、ネットワークにおける年次及び複数年ごとの承認に柔軟性を持たせることにある。

2024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）の電気系統

非半島領土（NPT）の電気系統で実施される電力供給活動は、その領土の位置の特定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の電気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の電気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の電気系統において、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、好意的な適合決議を得る必要がある。

- 供給安全の確保や自然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の電気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、供給セキュリティ、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、電気系統に対する政府の介入の可能性が強化されている。

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費用には、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により導入された好意的な適合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、セウタ及びメリリャについては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ベーシス・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日付勅令法17/2019「電気系統に影響する報酬パラメーター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5.580%に設定され、2020年に対応する値は6.003%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･経済的パラメーターが改訂された。本命令は、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･経済的パラメーターについて、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降順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、オークションが空席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_2）排出権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ベーシス･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の電気系統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好意的な適合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。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、デジタルプラットフォーム上で公表した。

それ以前の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。

最後に、2023年9月、2020年の非半島領土（NPT）における発電事業費用の最終額を承認する決議案の処理が開始されたことに留意すべきである。

再生可能エネルギー源、熱電併給及び廃棄物から生じる電力生産

2014年6月6日付勅令法413/2014は、電気系統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日付勅令法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、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ベーシス・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期間と、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期間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ー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、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ーが承認され、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、報酬パラメーターが承認され、NPTの電気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、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ーが更新された。本命令は、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ーについて、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。各種パラメーターの値は、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日付勅令法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、廃棄物の適正採算率が7.090%に設定され、2013年7月12日付勅令法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日付勅令法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、この勅令法は、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（EU）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、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（Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía - IDAE）は、すでに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の経済体制（Régimen Económico de Energías Renovables - 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、1日前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）。或いは、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、日々の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（Operador del Mercado Ibérico de Energía - PoloEspañol - OMIE）が、1日前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ーが更新された。この命令には、特に、再生可能エネルギー、熱電供給、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日付勅令法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、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日付勅令法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、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。

2024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及び39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が官報に公布され、自家消費による電力供給と生産に関する行政的、技術的、経済的条件が規定され、システムの経済的持続可能性とシステムの負担の適切な配分を保証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システム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、安全な条件下で電気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日付勅令法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、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日付勅令法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日付勅令法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、小売業者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、安全な条件のもと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。

最後に、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草案に関する公開協議を開始した。

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、その期間中は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電力で参加する。

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、小売業者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）又は補助料金

2013年12月26日付法律24/2013は、その時々に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日付勅令法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、電力販売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日付令ETU/943/2017も公布された。

とりわけ、多目的公共収入指数（Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples - 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）
- 重度に脆弱な顧客（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、脆弱な顧客に対する支払い不履行カットオフ期間を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、供給をカット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、社会的補填の受益者層が拡大され、一人親家庭、レベル2又は3の扶養家族のうち、一定の所得基準に達しない者が含まれるようになった。また、16歳未満の子供、扶養家族、障害者がいることを社会サービスが証明する場合、未払いによる打ち切りを禁止する状況が受給者家庭に拡大され、これらの金額は社会的補填の財源として必要とされる団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（Presupuestos Generales del Estado - 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と闘う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、商業化、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年の確定単位を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（注記51参照）。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、ウクライナと中東における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について、2023年12月27日付勅令法8/2023によって2024年に下方修正された補助料金で資金を調達する対象者が支払うべき様々な単価が2023年に更新された。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。

同様に、コロナ禍とウクライナ戦争がもたらした結果を背景に、最も脆弱な消費者を保護するために、近年、以下のような多くの措置が講じられており、その一部は最近も延長されている。

- 社会的補填割引の受益者に対する割引率は、2024年第1四半期から第3四半期までの間に、脆弱な消費者に対しては25%から65%に、重度に脆弱な消費者に対しては40%から80%に引き上げられた。2024年第4四半期には、これらの比率はそれぞれ57.5%と72.5%に引き下げられ、2025年中は6カ月ごとに、2026年1月1日からはそれぞれ35%と50%に設定される。同様に、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、重度に脆弱な消費者、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た。

- 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日付勅令法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。

承認された国家エネルギー貧困戦略の期間は5年間（2019-2024年）であった。2024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。

この基準に基づき2024年12月31日に計上される金額は注記10.3に記載されている。

規制活動の赤字

2009年4月30日付勅令法6/2009及び2010年4月9日付勅令法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・タリフを設定し、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日付勅令法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・タリフは、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。これらの制限は、2010年12月23日付勅令法14/2010及び2012年12月28日付勅令法29/2012により修正された。

また、前述の勅令法は、2001年から2008年にかけての非半島型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。

2024年11月26日、国家市場競争委員会（Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC）は、電力セクターの規制活動に関する2023年の最終決済を承認し、3,903百万ユーロの黒字を示した。2023年12月27日付勅令法8/2023及び2024年6月26日付勅令法4/2024に従い、総額1,478百万ユーロが2024年度の仮決済に振り替えられ、2,425百万ユーロの余剰金が申請中となっている。

2024年12月31日にこの基準にしたがって計上された認識額は注記40.1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（EU）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、非発電の自然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自然エネルギーの利用を促進する。

○ 2050年までに二酸化炭素（CO_2）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_2）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「統合国家エネルギー・気候計画（INECP 2021-2030）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、（INECP）2021-2030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年の初期版では、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の導入、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、（INECP2023-2030）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。

最後に、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。

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.強靭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いくつか上がっている。

同様に、いわゆる経済復興・変革戦略プロジェクト（SPRET）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
経済復興・変革のための戦略プロジェクト（SPRET、又はスペイン語の頭文字をとった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（RTRP）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（SPRET）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、さらに7,700百万ユーロの補助金、「REPowerEU」プログラムからの2,600百万ユーロが組み込まれ、復興・変革・回復計画の下での援助総額は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、様々な税制優遇措置を盛り込み、ガバナンス面を強化する。

前へ　次へ

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日付勅令法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ず、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ことになる。

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、2021年11月2日付命令TED/1182/2021が官報に公布され、その後、2021年11月3日付命令TED/1198/2021によって修正された。この命令は、Justa Mudéjar400kV移行ジャンクション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委譲のための一般入札に適用される手続と要件、及び入札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Justa Mudéjar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。

最後に、送電網へのアクセスに関する入札のうち、Justa de Garoña220kV（Burgos）、Guardo220kV（Palencia）、Lada400kV（Asturias）、Mudéjar400kV（Teruel）、La Robla400kV（León）の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。

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通りである。

- PVPCの算出に使用されるエネルギーコストは、請求期間における日次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ァイルが使用される。

- 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、消費プロファイルではなく、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の販売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通りである。

- 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 Portugués）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。

2024年3月23日、2024年3月20日付命令TED/268/2024が公布され、2024年の国家エネルギー効率化基金への義務的拠出が定められた。エンデサは、2024年の基金に99百万ユーロ相当の資金を拠出する予定で、少なくとも35%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。

最後に、2024年12月23日、MITECOは、2025年の国家エネルギー効率化基金（Fondo Nacional de Eficiencia Energética - FNEE）への貢献のための省エネ義務を定める命令案に関する公聴会と公開情報を開始した。エンデサには132百万ユーロに相当する経済規模が想定されており、そのうち少なくとも15%は基金への拠出金で賄わなければならないが、残りの義務はESCの提示によって賄われる。

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・ガスシステム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、電力システム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。

2024年度電力料率

2023年12月25日、CNMCの2023年12月21日付決議が官報に公布され、2024年1月1日から適用される送配電網へのアクセス料金の値が設定された。これは、2023年1月1日に有効な値と比較して平均1.1%の削減を示している。

2024年度料金に関しては、ウクライナ及び中東における紛争の経済的・社会的影響に対処し、干ばつの影響を緩和するための措置を採択した2023年12月27日付勅令法8/2023（下記参照）により、2024年度に適用される料金を承認する省令が承認されるまで2023年度の料金が延長された。これに関連して、2024年2月9日付命令TED/113/2024が2024年2月14日付で官報に公布され、2024年度の電力システム料金及び各種規制コストの価格が、2023年度の料金水準を維持したまま、2024年2月15日から適用されることになった。

2025年度電力料率

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%の削減となる。

2024年12月28日、2024年12月26日付命令TED/1487/2024が公布され、電力システムの料金価格を定め、2025年度の電力システムの様々な規制コストを設定し、2025年度の社会的補填・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%引き上げることを定めている。

第7次一般放射性廃棄物計画（GRWP）

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。この点に関して、前述の第7次計画に記載された将来費用の見積りを考慮した上で、公開協議を経て、2024年6月25日付勅令589/2024が2024年6月26日に官報に公布され、Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.のサービスが利用される非課税公共資産給付に関する固定料金単価が修正された。S.M.E.（Enresa）は、稼働中の原子力発電所に融資しており、このユニタリーレートの値を10.36ユーロ/MWhに設定し、2024年7月1日に発効する。

エネルギー貯蔵戦略

2021年2月9日、閣僚評議会は、カーボンニュートラル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の鍵とされる要素であ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、INECP2021-2030及び2050年までにネット・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^{2}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。

産業消費者とは、全国経済活動分類（C.N.A.E.）のカテゴリーB又はCに属する消費者、及びグループDとEに属するが統計上は産業消費者としてカウントされる消費者を指す。

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。

閉鎖送電網の産業所有者は、送電網を建設するか、配電会社から購入する必要があり、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通りである。

- 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、事業者と供給業者の双方は、MITECO、自治州、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り、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。2023年6月6日、2023年5月31日付命令TED/567/2023が官報にて公布され、電力セクターにおける研究・イノベーション促進のための規制のサンドボックスへのアクセスを発表した。

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日付勅令法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日付勅令法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、本システムの料金の減額に充てられる。同様に、支払い義務の範囲は、2021年9月14日付勅令法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、生産者と商品化会社は、同一企業グループ内又は第三者と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日付勅令法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小売の二者間契約の場合、ヘッジ価格は小売業者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、当該セクターの平均販売マージンの67ユーロ/MWhの値を引き上げて決定される。

最後に、2022年10月18日付勅令法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（Boletín Oficial del Estado - 官報）が発行された。この措置は、限界化石技術の生産コストを下げるメカニズムを確立し、卸売市場の需給調整価格に相当する削減を達成することを目指しており、当初は2023年5月31日までであったが、その後2023年3月28日付勅令法3/2023により2023年12月31日まで延長され、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発電コスト調整メカニズムを拡大することとなった。

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。購入者は、提案募集の決議で定められた条件において、参照小売業者だけでなく、小売業者（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。

電気集約型消費者の法令

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、半島以外の電力システム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日付勅令法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日付勅令法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。

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通りである。

- 通常の環境影響評価（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。

2022年12月27日付法律38/2022は、エネルギー企業及び金融信用機関に対する臨時課税を設け、高富裕層に対する臨時連帯税を創設し、特定の課税規則を改正した。

この法律は2022年12月28日付で官報に公布された。エネルギー税に関する主な内容は以下の通りである。

- 2023年と2024年には、支払い義務開始（暦年の初日から開始）の前暦年におけるスペインでの事業から得られる純収入の1.2%を一時的に徴収することを定めた（注51参照）。

- 純収入からは、炭化水素税、カナリア諸島の石油系燃料に対する特別税、セウタ及びメリリャの石油系燃料に対する補完課税からの収入で、反響によって支払われたもの、又は負担したものは除外されている。また、規制価格での供給（電力はPVPC、ガスはTUR、ボトル入りLPG、パイプラインLPG）、電力と天然ガスの送配電網からの規制収入、非半島地域における規制報酬と追加報酬の発生については、市場からのものと経済的発送をそれぞれ含む設備からの全ての収入を含むと理解されている規制活動からの収入も純収入から除外している。

- この課税は、2019年の年間純収入が1,000百万ユーロを超えるエネルギーセクターの主要事業者、又は主要事業者に分類される活動の2017年、2018年、2019年の純収入がそれぞれの年の純収入合計の50%を超える個人及び事業体に適用される。さらに、スペインで原油、天然ガス、石炭の採掘、石油精製に従事する個人又は法人で、引当金の支払い義務が発生する前年度に、採掘、採掘、石油精製、コークス製品の製造の事業活動から事業量の75%以上を生み出した個人又は法人を、エネルギーセクターの主要事業者と定めている。

- 連結納税制度のもとで納税グループを形成している場合、事業からの純収入はこのグループを基準として決定される。

- この課税は、非課税の公的財政拠出金という法的地位を有し、法人税の基準税率に関する課税控除対象経費とはみなされず、第三者に転嫁することもできない。

2024年12月20日付法律7/2024が2024年12月21日に公布され、2022年12月27日付法律38/2022の第1条が廃止され、それまで施行されていた臨時エネルギー税を支える法的枠組みがなくなった。しかし、2024年12月24日、2024年12月23日付勅令法10/2024が公布され、2025年に適用される新たな臨時エネルギー税が規定された。この新しい税金は、基本的に2022年12月27日付法律38/2022の内容を再現したもので、2024年からの純収入の1.2%に相当する割当額で、戦略的投資を行うための分配不能準備金への引当金の額と同額の削減が組み込まれており、削減額はいかなる場合でも課税額の60%を超えることはできない。しかしながら、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日付勅令法10/2024の承認が正式に否決されたため、この勅令法は廃止され、効力を失った。

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通りである。

- 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・タリフ、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リー機能も提供する。

- 委員会の評議員は7名（会長、副会長、評議員5名）で構成され、任期は6年である。同委員会には、電力、炭化水素・新燃料、検査の3部門で構成されている。

- 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・タリフ、料金、手数料、価格、規制報酬の精算のための収入と支払い、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（Fondo para la Gestión Económico-Financiera de las Liquidaciones del Sector Eléctrico y del Sector del Gas- FGLSEG）の設立を規定している。

2024年9月24日、閣僚評議会はCNE復活法案を承認し、下院に送付した。

ロシア・ウクライナ紛争に起因する危機の文脈で採択された一定の措置の2024年までの延長

ウクライナと中東の紛争から生じた経済的・社会的影響に対処し、干ばつの影響を緩和するための措置を採択した2023年12月27日付勅令8/2023と、財政、エネルギー、社会問題に関する緊急措置を採択した2024年6月26日付勅令4/2024により、これまで承認された措置が延長され、新たな措置が採択された。特筆すべき施策には以下のようなものがある。

- エネルギー税に関しては、2023年12月31日まで有効であった付加価値税（VAT）の軽減税率（5%）が、2024年いっぱいは電力については10%に、天然ガスについては2024年3月31日まで引き上げられた。さらに、2023年12月31日まで0.5%であった特別電気税の軽減税率は、2024年第1四半期には2.5%、2024年第2四半期には3.8%に変更される。発電額に対する課税については、2024年第1四半期に3.5%、2024年第2四半期に5.25%、それ以降は7%に変更される。

- 社会的保護の分野では、脆弱な消費者への電気、水道、ガスの基本的な供給を不払いの場合に停止することの禁止が、2024年12月31日まで延長される。同様に、脆弱な顧客に対する社会的補填の段階的割引は2025年6月30日まで延長されるが、その規模は縮小され、2025年7月1日以降、最終的な割引率は、脆弱な消費者に対しては35%、重度に脆弱な消費者に対しては50%となる。

- 関税と料金に関しては、エネルギー集約型産業向けの送配電網に適用されるアクセス・タリフの80%割引が2024年12月31日まで維持される。さらに、2023年システム料金の暫定剰余金の62.5%に相当する額が2024年に割り当てられる予定である。2023年からの残りの余剰金は、2025年の電気系統のコストを相殺するために使用することができる。さらに、スペインの非半島領土（NPT）における発電の追加費用に関連する決済担当機関の別勘定に2020年と2021年のプラスの暫定残高がある場合、この残高の最大70%を2019年の一般国家予算に課される非半島領土（NPT）における発電の追加費用の決済システムに振り替えることができると規定されている。残りは2023年に5%、2024年に95%が割り当てられる。

- 再生可能エネルギー・プロジェクトの展開に関しては、特定の行政上のマイルストーンを達成するための規則で規定された期限が延長された。例えば、2017年12月31日以降、本規則以前にアクセス及び接続許可を取得したプロジェクトについては、建設に関する行政認可の取得期限が6カ月延長され、2024年7月25日までとなった。さらに、これらのプロジェクトは、勅令法発効から3カ月以内、又は建設行政許可取得日から3カ月以内のいずれか遅いほうの期間内に、最終営業許可取得期限を2020年7月25日から最長8年まで、又はアクセス許可取得期限のいずれか遅いほうまでの延長を申請することができる。さらに、2013年12月26日付電力セクターに関する法律24/2013が改正され、再生可能エネルギーのオークションにおいて、総得点の30%を上限とする非経済的基準を含めることができるようになった。

2024年12月24日、官報は2024年12月23日付勅令法9/2024を公布し、経済、税金、交通、社会保障に関する緊急措置を採択し、社会的弱者の状況に対処するためのその他の措置を拡大した。この勅令法では、特に、脆弱な顧客に対する電気、水道、ガスの供給停止を2025年12月31日まで延長し、脆弱な消費者に対する社会的補填の段階的割引のルートを変更し、2025年7月1日からではなく、2026年1月1日から、脆弱な消費者に対しては35%、社会的弱者の度合いが高い消費者に対しては50%の最終割引を適用する。

また、2025年12月31日まで、電気集約型産業向けの送配電網へのアクセス料金の80%割引率を延長する。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日付勅令法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。

しかし、2025年1月28日、閣僚評議会は2025年1月28日付勅令法1/2025を承認した。この勅令法は、経済、運輸、社会保障の分野における緊急措置、及び脆弱な状況に対処するための措置を承認するもので、廃止された2024年12月23日付勅令法9/2024に含まれる措置の一部を含んでおり、具体的には、エネルギーセクターについては、供給削減の禁止の延長と社会的補填の割引経路の変更を通じて、脆弱な消費者を保護する措置が維持されている。

供給と契約に関する一般規則を承認し、電力商業化におけるマーケティング、アグリゲーション、消費者保護の条件を定める勅令草案に関する協議

2024年7月31日、環境移行・人口問題省（MITECO）は、現在様々な基準に分散している電力供給と契約に関する規制を統合し、現在の現実と新しいビジネスモデルに適合させることを目的とした勅令草案に関する協議を開始した。以下は、勅令草案に盛り込まれた内容の一部である。

- 顧客からの明示的な要請がない限り、サプライヤーが電話による広告及び契約行為に関与することを禁止する。さらに、オファーはスポット市場に連動したダイナミック価格の契約でなければならない。

- マーケティング活動への参加には、十分な財政能力と経済的支払能力を証明することが条件とされ、また義務不履行に対する資格剥奪手続も定められている。

- 送電・配電を問わず、供給者と系統運用者間の情報交換の義務が新たに設けられた。

- 2026年以降、電力供給会社の変更期限は現在の21日間から24時間に短縮され、経過措置期間中は消費者からの申し出から2週間以内に変更される。

- 電力供給契約については、1年ごとの自動更新が原則であったが、規制緩和市場では、消費者と供給者がより長い契約期間に合意する可能性と、複数の供給者と同時に契約するオプションが導入されている。契約期間が1年を超える場合、契約及びその更新は、消費者がいつでも違約金なしで解除できる。

- 送電網に接続される需要家の第三者アクセス契約については、配電事業者の代わりに送電事業者と第三者系統アクセス契約を締結することが新たに義務付けられた。

- 1カ月以内に会社から不利な回答があった場合、顧客オンブズマン、自治体、市、裁判外紛争解決システムを通じて、新たな苦情処理手段を利用できるなど、多くの消費者保護措置が導入されている。供給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）を開発するオプションが導入された。顧客オンブズマンの決定は会社を拘束し、2カ月以内に解決しなければならない。

- アグリゲーターの地位は規制され、その権利と義務は確立されている。

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、新たな商業化企業の参入を促進する、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、組織化されたガス市場運営者を指定し、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たな商業化企業の参入を奨励し、商業化企業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する、戦略石油備蓄公社（Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos - CORES）が天然ガスの戦略的備蓄を維持できるようにすることにより、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。

2024年天然ガスタリフ

2023年12月29日、エネルギー政策・鉱業総局の2023年12月28日付決議が公表され、2024年1月1日から適用される天然ガスのラストリゾート・タリフ（Tarifa de Último Recurso - TUR）が公表され、ラストリゾート・タリフ（LRT1）、ラストリゾート・タリフ2（LRT2）、ラストリゾート・タリフ3（LRT3）がそれぞれ6.5%、7.9%、8.5%の値上げとなった。さらに、2022年10月18日付勅令法18/2022で導入された不動産所有者組合に適用されるLRTは、約4.8%から6.8%の引き上げとなる。

その後、2024年3月29日、エネルギー政策・鉱山総局による2024年3月26日付決議が官報（Boletín Oficial del Estado - 官報）に掲載され、2024年4月1日から天然ガスのLRTが適用されることが発表された。タリフは税抜き平均で、ラストリゾート・タリフ1（LRT1）が10.1%、ラストリゾート・タリフ2（LRT2）が12.1%、ラストリゾート・タリフ3（LRT3）が13%下がる。

さらに、2024年5月30日、国家市場競争委員会（CNMC）は、2024年5月23日付決議を公表した。この決議では、2024年10月1日から2025年9月30日まで適用される、2025年のガス輸送、ローカルネットワーク、再ガス化ネットワークのアクセス料金が定められており、現在の値と比較して、ガス輸送料金は16%引き下げられ、ローカルネットワークアクセス料金は11%引き上げられ、再ガス化活動料金は21.6%引き上げられている。

2024年6月29日、官報に掲載されたエネルギー政策・鉱山総局の2024年6月27日付決議により、2024年7月1日からの天然ガスのLRTが公表された。個々のLRT（LRT1、LRT2、LRT3）の現行価格が維持されているのは、規則に定められているとおり、原材料費が前四半期比で2%を超える増減がなかったためである。

最終的に2024年9月28日、エネルギー政策・鉱山総局の2024年9月26日付決議が官報に掲載され、2024年10月1日からの天然ガスのラストリゾート・タリフとして、ラストリゾート・タリフ1（LRT1）が5.3%、ラストリゾート・タリフ2（LRT2）が11.9%、ラストリゾート・タリフ3（LRT3）が14.7%と発表された。

2025年天然ガスタリフ

2024年12月30日、エネルギー政策鉱業総局の2024年12月26日付決議は、2025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（LRT）を公表し、ラストリゾート・タリフ1（LRT1）、ラストリゾート・タリフ2（LRT2）、ラストリゾート・タリフ3（LRT3）はそれぞれ約8.6%、10.1%、11.1%の引き上げとなった。さらに、2022年10月18日付勅令法18/2022で導入された不動産所有者組合に適用されるLRTは、約8.6%増の16.7%となる。

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、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。

その後、2024年4月16日、MITECOの要請を受けた閣僚評議会は、2026年の送電網整備計画の具体的な修正を承認した。

局地的上層寒冷低気圧（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

孤立性高位低気圧（IHLD又は「DANA」）によって引き起こされた自然災害が様々な自治州、特にバレンシア州で発生したことを受けて、スペイン政府は、2024年10月28日から11月4日の間に様々な自治体で孤立性高位低気圧（IHLD）によって引き起こされた被害に対応するための緊急措置を採択する2024年11月5日付勅令法6/2024、及び2024年10月28日から11月4日の間に様々な市町村で孤立性高位低気圧（IHLD）によって引き起こされた被害に対応するための即時対応、再建、再出発の計画を促進するための緊急措置を採択する2024年11月11日付勅令法7/2024により、被災者を支援し、被害を受けたインフラ、財及びサービスの状態を回復するための一連の措置を承認することに合意した。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、再アクティベーション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、電力システムから報酬が支払われるものの、電力システム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。

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_2) 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。

2024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%を自然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「自然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、2050年までにゼロ・エミッションの建築ストックを達成することを目標に、建築物のエネルギー性能の向上と温室効果ガス排出量の削減を促進するものである。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_2）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_2）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_2）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。

2024年7月15日、欧州連合（EU）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正確な測定、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、再生可能な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体（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。

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年後半を通じて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、2022年10月6日、エネルギー価格の高騰が続いていることから、欧州理事会は、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を期限付きで定めた規則を発表した。合意された主な措置は以下の通りである。

- 2022年12月から2023年3月まで、月間総消費量の10%、ピーク時消費量の10%における少なくとも5%、又はピーク時消費量の3%を削減する。

- 特定の低採算電力発電事業者の市場収入に180ユーロ/MWhの上限を導入し、最終需要家に再分配する。

- 加盟国が家庭や中小企業への供給価格を設定する際に公的介入措置を適用できるようにする。

- 石油、天然ガス、石炭、精製セクターを主な事業とするEU企業からの連帯拠出金を創設し、過年度の「超過」利益に基づいて計算し、2022年及び/又は2023年の課税年度に適用する。

これらの措置について、欧州委員会は2023年6月5日、エネルギー価格の高騰を緩和するための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、及び過度の時間前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。

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。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。

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）。

担保の問題に関しては、2024年3月6日に、2013年12月19日付委任規則（EU）153/2013を改正する委任規則（EU）2024/818が発表された。この規則は、2024年9月7日まで、非金融清算参加者が清算機関に対して、エネルギー・デリバティブについて無担保銀行保証を利用することを認めた。

電力市場の改革

2024年5月21日、欧州連合（EU）理事会は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、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通りである。

- 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、自然エネルギー（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：商業化企業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供給者像の創設、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考慮しなければならない。

- 容量メカニズムをラストリゾートとして位置づけ、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づける。

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。この提案は、エネルギー規制当局間協力庁（ACER）に罰則と調査権限を与えることで、同庁に委ねられる権限を大幅に拡大するものである。

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。

2022年12月7日、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）について、欧州委員会は同規則の改正案を採択した。EMIRの最終文書は2024年11月19日に欧州議会で承認、理事会で採択され、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、清算義務と閾値の計算を修正する条文を除き、それらを実施する規制技術基準が発効する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取引所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。一方、中央取引所は、銀行保証や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ことを条件に、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_2）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。

サステナブルファイナンス

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。

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。

卸売市場

2022年5月10日以降、欧州連合（EU）のエネルギー規制当局間協力庁（ACER）の決定4/2017で定められた見直し基準を経て、日次市場の調和上限価格は3,000ユーロ/MWhから4,000ユーロ/MWhに引き上げられた。前述の決定4/2017は、上限値の60%に達した5週間後に上限値を1,000ユーロ/MWh引き上げることを規定した。2022年8月には4,000ユーロ/MWhに達し、さらなる値上げが行われるはずだったが、エネルギー規制当局間協力庁（ACER）は2022年9月、価格上限の変更基準の見直しを主張しており、最終決定には至っていない。2023年1月10日、エネルギー規制当局間協力庁（ACER）は新たな要件に基づく決定1/2023を承認した。

前へ　次へ

注記7.連結範囲の変更

非支配株主持分との取引

2024年12月23日、エンデサは100%子会社であるEnel Green Power España, S.L.を通じて、スペインで稼働中のエンデサの太陽光発電施設（総設備容量約2GW）を全て所有するEnel Green Power España Solar 1, S.L.の少数株主持分49.99%をMasdar España Renewables 1, S.L.に売却し、取引費用控除後の総額849百万ユーロを2024年12月31日までに全額回収した（注記45.3参照）。

この取引により、エンデサはEnel Green Power España Solar 1, S.L.の支配を維持し、完全連結することが可能となり、非支配株主持分との取引として認識され、資本に合計849百万ユーロの影響を与えたが、そのうち769百万ユーロは「非支配株主持分の資本」に、80百万ユーロは「親会社の資本」にそれぞれ関連し、連結損益計算書には影響を与えない（注記34.2参照）。

買収契約

2024年11月15日、エンデサは、完全子会社であるEndesa Generación, S.A.U.が、Accionaグループに属するAcciona Energías Renovables, S.A.と、Corporación Acciona Hidráulica, S.L.の全株式を購入する契約を締結したと発表した。この契約では、この種の取引における通常の調整を条件として、無借金で株式の100%を取得するために1,000百万ユーロを支払うことが規定されている。

Corporación Acciona Hidráulica, S.L.は、スペイン北東部に総設備容量626MWの水力発電所34基を所有し、そのほとんどがモジュール式で、2023年には約1.3TWhを発電した。

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容量を達成することになり、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10.7GWとなる。

スペインの独禁法及び外資規制当局から認可が下り次第、この取引は2025年第1四半期に完了する予定である。

7.1.子会社

追加

2024年12月31日及び2023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に含めている。

企業	取引	取引日	事業	追加された会社					
				2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
				支配	経済	支配	経済	支配	経済
Ren Alfajarín Solar S.L.U. (1)	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
FV Andrea Solar S.L.U. (1)	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
FV Campos Solar S.L.U. (1)	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-	-	-
FV La Cerca S.L.U. (1)	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-		
FV Menaute S.L.U. (1)	法人設立	2024年7月18日	太陽光発電	100.00	100.00	-	-		
FV Santa María S.L.U. (1)	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. (2)	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 2, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 3, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 4, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 5, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 6, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月7日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 7, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 8, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 9, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Loira de Logística 10, S.L.U. (2)	法人設立	2024年10月28日	商業化	100.00	100.00	-	-	-	-
Endesa Mobility, S.L.U.	法人設立	2023年1月26日	モビリティ	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-
Enel Green Power España Solar 1, S.L. (1) (3)	法人設立	2023年7月27日	太陽光発電	50.01	50.01	100.00	100.00	-	-
EGPE Solar 2, S.L.U. (1)	法人設立	2023年7月27日	太陽光発電	100.00	100.00	100.00	100.00	-	-

(1) Enel Green Power España, S.L.U. (EGPE) により設立された会社

(2) Endesa Energía, S.A.U.が法人化した会社

(3) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.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.に売却した。

支払保留

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、被買収企業に関する支払保留の詳細、未済引当金及び支払予定日は以下の通りである。

	支払保留		取得日	遵守保留中の引当金	支払予定日
	2024年12月31日	2023年12月31日			
Arena Power Solar 11, S.L.U. (2) Arena Power Solar 12, S.L.U. (1) Arena Power Solar 13, S.L.U. (1)	3	3	2021年2月25日	プロジェクトの建設開始日(「建設準備完了」)	「建設準備完了」 2025年12月
Arena Power Solar 20, S.L.U. (1)	-	2	2021年7月29日	環境影響評価書(EIS)の取得とプロジェクトの建設開始日(「建設準備完了」)	-
Savanna Power Solar 4, S.L.U.(2) Savanna Power Solar 5, S.L.U.(2) Savanna Power Solar 6, S.L.U. (2) Arena Power Solar 33, S.L.U. (1) Arena Power Solar 34, S.L.U. (2) Arena Power Solar 35, S.L.U. (1) Savanna Power Solar 9, S.L.U. (1) Savanna Power Solar 10, S.L.U. (1)	4	10	2021年2月25日 ・・・・・・・・・・・・・・・・ 2021年3月15日	プロジェクトの建設開始日(「建設準備完了」)	「建設準備完了」: 2025年12月
Suggestion Power, Unipessoal, Lda(2)	3	3	2020年9月14日	建設準備完了日、プロジェクトの建設開始を各自治体に通知した日(SOC)、プロジェクトの商業運転開始日(COD)	「建設準備完了」:2025年9月 (SOC):2025年10月 「商用運転日」(COD):2027年4月
合計	10	18			

(1) 2024年12月31日現在、これらの企業の太陽光発電所は、発電所の操業に必要な許認可が得られなかったり、環境影響評価書(EIS)が不利な結果となったりした結果、開発又は建設されていないため、エンデサは支払保留の支出に応じる必要はなく、合計9百万ユーロの関連負債を取り崩した(注記20.3、23.3参照)。

(2) これらの会社はプロジェクト開発のための許認可申請中であるため、取得日以降、経常利益は発生していない。

変動

2024年12月31日及び2023年12月31日に終了する事業年度において、連結の範囲内にある以下の子会社の支配権及び経済的持分の割合に以下の変更が生じた。

企業	取引	事業	企業の変動					
			2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
			支配	経済	支配	経済	支配	経済
Aranort Desarrollos, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Baleares Energy, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Baylio Solar, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Emintegral Cycle, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Enel Green Power España Solar 1, S.L. (1)	売却	太陽光発電	50.01	50.01	100.00	100.00	-	-
Energía Base Natural, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Energía y Naturaleza, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Fotovoltaica Yunclillos, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
FRV Corchitos I, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Furatena Solar 1, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Olivum PV Farm 01, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Renovables Mediavilla, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Stonewood Desarrollos, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Tico Solar 1, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Tico Solar 2, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Torrepalma Energy 1, S.L.U. (1)	売却	太陽光発電	100.00	50.01	100.00	100.00	100.00	100.00
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U. (2)	取得	商業化	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	96.42

(1) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.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.に売却した。

(2) 2023年7月1日、Energia Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U.は、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.〔売手〕からEndesa Energía, S.A.U.〔買手〕により少額で買収された。

除外された会社

2024年12月31日及び2023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					
			2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
			支配	経済	支配	経済	支配	経済
Endesa Generación II, S.A.U. (1)	解散	発電	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
Endesa Generación Nuclear, S.A.U. (1)	解散	原子力	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
Trasportes y Distribuciones Eléctricas, S.A.〔清算中〕 (1)	解散	送電	-	-	100.00	100.00	100.00	100.00
Xaloc Solar, S.L.U. (2)	売却	太陽光発電	-	-	-	-	100.00	100.00
Endesa Comercialização de Energía, S.A. (1)	解散	商業化	-	-	-	-	100.00	100.00

(1) これらの会社の規模に大きな違いはない。

(2) 2023年3月23日、Enel Green Power España, S.L.U.は、同社株式の売却を2百万ユーロで完了した。この売却は、買主との信用権を相殺することで支払われた。総収入はマイナス1百万ユーロ未満であり、マイナスとなった。

合併

2024年12月31日及び2023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					
			2024年12月31日現在の持分 (%) (消滅会社)		2023年12月31日現在の持分 (%) (消滅会社)		2022年12月31日現在の持分 (%) (消滅会社)	
			支配	経済	支配	経済	支配	経済
Endesa Generación II, S.A.U.	2024年7月1日	Guadarranque Solar 4, S.L.U.	-	-	100.00	100.00	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. (1)	-	-	96.42	96.42	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	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	100.00	100.00
Endesa, S.A.	2023年11月2日	Endesa Red, S.A.U. (2)	-	-	-	-	100.00	100.00
Enel Green Power España, S.L.U.	2023年9月19日	Energías Especiales Peña Armada, S.A.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。

(2) 2023年9月22日、エンデサS.A.の取締役会及びエンデサS.A.の完全所有投資先であるEndesa Red, S.A.U.の単独取締役は、Endesa Red, S.A.U.をエンデサS.A.に統合し、その資産及び負債を一括移転することにより、清算を行わずに消滅させる吸収合併に関する共同合併計画を承認した。エンデサ・レッドS.A.U.のエンデサS.A.への吸収合併は2023年11月2日に登記された。

7.2.関連会社

追加

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関連会社はない。

2023年12月31日に終了する事業年度において、以下の関連会社が連結の範囲に含まれている。

企業	注記	取引	事業	追加された会社			
				2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
				支配	経済	支配	経済
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L. (1)	26.1	法人設立	太陽光発電	64.05	64.05	-	-
María Renovables, S.L. (1)	26.1	法人設立	太陽光発電	45.36	45.36	-	-

(1) Enel Green Power España, S.L.U.が直接・間接的に設立した総額1百万ユーロ未満の会社。

変動

2024年12月31日及び2023年12月31日に終了する事業年度において、以下の関連会社の支配力及び経済的持分の割合が連結の範囲内で変更された。

企業	注記	取引	事業	企業の変動					
				2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
				支配	経済	支配	経済	支配	経済
Brazatortas 220 Renovables, S.L. (1)	26.1	売却	太陽光発電	33.96	16.98	33.96	33.96	33.96	33.96
Energías Limpias de Carmona, S.L. (2)		取得	太陽光発電	23.08	23.08	18.75	18.75	18.75	18.75
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L. (2)		取得	太陽光発電	10.36	10.36	9.39	9.39	9.39	9.39
Infraestructuras San Serván SET 400, S.L. (1)		売却	太陽光発電	19.23	9.62	19.23	19.23	19.23	19.23
Infraestructuras San Serván 220, S.L. (1)		売却	太陽光発電	30.80	15.40	30.80	30.80	30.80	30.80
Instalaciones San Serván II 400, S.L. (1)		売却	太陽光発電	23.81	11.90	23.81	23.81	23.81	23.81
Lucas Sostenible, S.L. (1)		売却	太陽光発電	35.29	17.65	35.29	35.29	35.29	35.29
Promotores Mudéjar 400KV, S.L. (1)		売却	太陽光発電	37.19	34.35	37.19	37.19	37.19	37.19
Renovables Brovales 400KV, A.I.E. (1)		売却	太陽光発電	64.15	40.06	64.15	64.15	64.15	64.15
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L. (1)		売却	太陽光発電	64.05	47.54	64.05	64.05	-	-
Renovables Manzanares 400 KV, S.L. (1)		売却	太陽光発電	43.98	35.92	43.98	43.98	43.98	43.98
Trévago Renovables, S.L. (1)		売却	太陽光発電	35.50	17.75	35.50	35.50	35.50	35.50
Ribina Renovables 400, S.L. (2)		取得	太陽光発電	40.21	40.21	40.21	40.21	39.24	39.24
Solana Renovables, S.L. (2)		売却	太陽光発電	39.90	39.90	39.90	39.90	49.84	49.84

(1) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.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.に売却した。

(2) これらの会社や取引の規模に重要性はない。

除外された会社

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。

2023年12月31日に終了する事業年度において、以下の関連会社を連結の範囲から除外した。

会社	注記	取引	事業	除外された会社			
				2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
				支配	経済	支配	経済
Tecnatom, S.A. (1)	45.2	売却	原子力	-	-	45.00	45.00

(1) 2023年11月24日、この会社の株式の売却は総額27百万ユーロで完了し、取引による収益は発生しなかった。

7.3.ジョイント・アレンジメント

7.3.1.ジョイント・オペレーション

設立及び除外

2024年12月31日及び2023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・オペレーション会社はない。

変動

2024年12月31日に終了する事業年度において、ジョイント・オペレーションの連結範囲における支配力及び経済的持分の割合に以下の変更があった。

企業	取引	事業	企業の変動					
			2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
			支配	経済	支配	経済	支配	経済
Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.(1)	売却	太陽光発電	36.16	31.38	36.16	36.16	36.16	36.16

(1) 2024年12月23日、Enel Green Power España, S.L.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.に売却した。

2023年12月31日に終了する事業年度において、ジョイント・オペレーションの連結範囲における支配力及び経済的割合に変更はない。

7.3.2.ジョイント・ベンチャー

追加

2024年12月31日及び2023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。

企業	注記	取引	事業	会社設立					
				2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
				支配	経済	支配	経済	支配	経済
Ice Fotovoltaicos Villameca, S.L.(1)	26.1	法人設立	太陽光発電	50.00	50.00	-	-	-	-
Grineo Gestión Circular, S.L.(2)		法人設立	サービス	-	-	35.00	35.00	-	-

(1) Enel Green Power España, S.L.U.が1百万ユーロ未満で設立した会社。

(2) Endesa Generación, S.A.U.が1百万ユーロ未満で設立した会社。

変動

2024年12月31日及び2023年12月31日に終了する事業年度において、ジョイント・ベンチャーの支配力及び経済的持分の連結範囲に変更はない。

除外された会社

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・ベンチャーは連結の範囲から除外された。

企業	注記	取引	事業	除外された会社					
				2024年12月31日現在の持分 (%)		2023年12月31日現在の持分 (%)		2022年12月31日現在の持分 (%)	
				支配	経済	支配	経済	支配	経済
Grineo Gestión Circular, S.L.(1)	26.1	売却	サービス	-	-	35.00	35.00	-	-

(1) Endesa Generación, S.A.U.が1百万ユーロ未満で設立した会社。

2023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ジョイント・ベンチャーはない。

注記8.セグメント情報

8.1.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、商業化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。

2024年度及び2023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。

8.2.セグメント情報

8.2.1.セグメント情報：2024年12月31日及び2023年12月31日に終了する事業年度の連結損益計算書

百万ユーロ

	2024年度				
	発電と商業化	配電	ストラクチャー及びサービス	連結に係る調整及び消去	合計
収益	**18,866**	**2,602**	**399**	**(560)**	**21,307**
第三者向け売上	18,842	2,457	8	-	21,307
セグメント間取引による売上	24	145	391	(560)	-
仕入及びサービス	**(13,055)**	**(146)**	**9**	**138**	**(13,054)**
エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用	**(908)**	**-**	**-**	**-**	**(908)**
貢献利益	**4,903**	**2,456**	**408**	**(422)**	**7,345**
固定営業費用及びその他の利得及び損失	**(1,602)**	**(452)**	**(420)**	**422**	**(2,052)**
総営業利益	**3,301**	**2,004**	**(12)**	**-**	**5,293**
非金融資産の減価償却費及び減損損失	**(1,258)**	**(720)**	**(40)**	**-**	**(2,018)**
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
金融資産の減損損失	**(197)**	**(7)**	**-**	**-**	**(204)**
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
営業利益	**1,846**	**1,277**	**(52)**	**-**	**3,071**
持分法適用会社の純利益/（損失）	10	1	-	-	11
有形固定資産、投資不動産及び無形資産 (1)	**1,119**	**914**	**24**	**-**	**2,057**

(1) 使用権の追加分55百万ユーロ（発電・商業化37百万ユーロ、配電12百万ユーロ、構造・サービス6百万ユーロ）を含む（注記21参照）。

百万ユーロ

	2023年度				
	発電と商業化	配電	ストラクチャー及びサービス	連結に係る調整及び消去	合計
収益	**23,179**	**2,466**	**501**	**(687)**	**25,459**
第三者向け売上	23,148	2,302	9	-	25,459
セグメント間取引による売上	31	164	492	(687)	-
仕入及びサービス	**(16,094)**	**(166)**	**(209)**	**157**	**(16,312)**
エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用	**(3,172)**	**-**	**-**	**-**	**(3,172)**
貢献利益	**3,913**	**2,300**	**292**	**(530)**	**5,975**
固定営業費用及びその他の利得及び損失	**(1,635)**	**(563)**	**(530)**	**530**	**(2,198)**
総営業利益	**2,278**	**1,737**	**(238)**	**-**	**3,777**
非金融資産の減価償却費及び減損損失	**(1,137)**	**(684)**	**(43)**	**-**	**(1,864)**
減価償却費	(1,031)	(694)	(43)	-	(1,768)
非金融資産の減損引当金	(116)	-	-	-	(116)
非金融資産の減損戻入	10	10	-	-	20
金融資産の減損損失	**(271)**	**3**	**-**	**-**	**(268)**
金融資産の減損引当金	(384)	(62)	-	-	(446)
金融資産の減損戻入	113	65	-	-	178
営業利益	**870**	**1,056**	**(281)**	**-**	**1,645**
持分法適用会社の純利益/(損失)	6	4	-	-	10
有形固定資産、投資不動産及び無形資産(1)	**1,544**	**892**	**27**	**-**	**2,463**

(1) 使用権の追加分147百万ユーロ(発電・商業化133百万ユーロ、配電7百万ユーロ、構造・サービス7百万ユーロ)を含む(注記21参照)。

8.2.2.セグメント情報:2024年12月31日及び2023年12月31日現在の財政状態計算書

百万ユーロ

	2024年12月31日現在				
	発電と商業化	配電	ストラクチャー及びサービス	連結に係る調整及び消去	合計
有形固定資産(1)	**10,069**	**12,731**	**140**	**-**	**22,940**
無形資産	**1,298**	**208**	**30**	**-**	**1,536**
のれん	**361**	**97**	**4**	**-**	**462**
持分法適用投資	**272**	**12**	**3**	**-**	**287**
顧客との契約から生じる非流動資産	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
販売及びサービスから生じる売上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(2)	**1,725**	**583**	**13**	**-**	**2,321**
セグメント資産	**17,195**	**14,496**	**629**	**(568)**	**31,752**
資産合計					**37,345**
顧客との契約から生じる非流動資産	**34**	**4,379**	**-**	**-**	**4,413**
非流動引当金	**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非流動負債	**17**	**470**	**-**	**-**	**487**
流動引当金	**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
仕入債務及びその他の支払債務	**3,479**	**1,460**	**778**	**(568)**	**5,149**
その他(3)	**142**	**673**	**8**	**-**	**823**
セグメント負債	**6,735**	**7,408**	**1,090**	**(568)**	**14,665**
負債合計					**37,345**

(1) 712百万ユーロの使用権(発電・商業化621百万ユーロ、配電29百万ユーロ、構造・サービス62百万ユーロ)を含む(注記21参照)。

(2) 4百万ユーロの投資不動産(配電2百万ユーロ、構造・サービス2百万ユーロ)(注記22参照)、1,831百万ユーロの棚卸資産(発電・商業化1,659百万ユーロ、配電172百万ユーロ)(注記31参照)、486百万ユーロのその他の非流動資産(発電・商業化66百万ユーロ、配電409百万ユーロ、ストラクチャー・サービス11百万ユーロ)(注記29参照)を含む。

(3) 補助金249百万ユーロ(発電・商業化55百万ユーロ、配電194百万ユーロ)(注記35参照)及びその他の非流動負債574百万ユーロ(発電・商業化87百万ユーロ、配電479百万ユーロ、ストラクチャー・サービス8百万ユーロ)(注記37参照)を含む。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在				
	発電と商業化	配電	ストラクチャー及びサービス	連結に係る調整及び消去	合計
有形固定資産(1)	**10,132**	**12,555**	**152**	**-**	**22,839**
無形資産	**1,401**	**215**	**30**	**-**	**1,646**
のれん	**361**	**97**	**4**	**-**	**462**
持分法適用投資	**257**	**13**	**3**	**-**	**273**
顧客との契約から生じる非流動資産	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債権	**4,262**	**801**	**271**	**(422)**	**4,912**
顧客との契約から生じる流動資産	**-**	**4**	**-**	**-**	**4**
その他(2)	**1,923**	**588**	**4**	**-**	**2,515**
セグメント資産	**18,336**	**14,273**	**464**	**(422)**	**32,651**
資産合計					**41,283**
顧客との契約から生じる非流動資産	**20**	**4,328**	**-**	**-**	**4,348**
非流動引当金	**2,089**	**534**	**232**	**-**	**2,855**
従業員給付引当金	116	125	27	-	268
その他の非流動引当金	1,973	409	205	-	2,587
顧客との契約から生じる非流動負債	**3**	**424**	**-**	**-**	**427**
流動引当金	**1,137**	**94**	**146**	**-**	**1,377**
従業員給付引当金	-	-	-	-	-
その他の流動引当金	1,137	94	146	-	1,377
仕入先その他の支払債務	**4,101**	**1,779**	**784**	**(422)**	**6,242**
その他(3)	**127**	**671**	**7**	**-**	**805**
セグメント負債	**7,477**	**7,830**	**1,169**	**(422)**	**16,054**
負債合計					**41,283**

(1) 使用権810百万ユーロ（発電・商業化716百万ユーロ、配電25百万ユーロ、ストラクチャー・サービス69百万ユーロ）を含む（注21参照）。
(2) 69百万ユーロの投資不動産（配電67百万ユーロ、構造・サービス2百万ユーロ）（注記22参照）、2,060百万ユーロの棚卸資産（発電・商業化1,875百万ユーロ、配電185百万ユーロ）（注記31参照）、及び386百万ユーロのその他の非流動資産（発電・商業化48百万ユーロ、配電336百万ユーロ、ストラクチャー・サービス2百万ユーロ）（注記29参照）を含む。
(3) 227百万ユーロの補助金（発電・商業化36百万ユーロ、配電191百万ユーロ）（注記35参照）及び578百万ユーロのその他の非流動負債（発電・商業化91百万ユーロ、配電480百万ユーロ、ストラクチャー・サービス7百万ユーロ）（注記37参照）を含む。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
資産合計		**37,345**	**41,283**
非流動金融資産	28	829	663
非流動デリバティブ金融商品	43	377	879
繰延税金資産	25	1,311	1,608
当期法人税資産	32	265	233
その他の税金資産	32	419	312
その他の流動金融資産	30	974	1,777
流動デリバティブ金融商品	43	541	1,054
現金及び現金同等物	33	840	2,106
売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業	22	37	-
セグメント資産		**31,752**	**32,651**
負債合計		**37,345**	**41,283**
株主持分	34	9,053	7,204
非流動金融債務	40.3	9,881	9,636
非流動デリバティブ金融商品	43	336	544
その他の非流動金融負債	38	64	8
繰延税金負債	25	1,047	1,308
流動金融債務	40.3	613	4,091
流動デリバティブ金融商品	43	656	1,673
その他の非流動金融負債	38	97	104
当期法人税負債	39	309	215
その他の税金負債	39	607	446
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	22	17	-
セグメント負債		**14,665**	**16,054**

8.2.3.セグメント情報：2024年12月31日及び2023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

百万ユーロ

連結キャッシュ・フロー計算書	2024年度			
	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)	合計
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

百万ユーロ

連結キャッシュ・フロー計算書	2023年度			
	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)	合計
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3,296	2,268	(867)	4,697
投資活動による正味キャッシュ・フロー	3,706	(992)	482	3,196
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(7,017)	(1,275)	1,634	(6,658)

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

8.3.地理的地域別情報

8.3.1.2024年12月31日及び2023年12月31日に終了する事業年度の親会社の純損益、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

百万ユーロ

国	2024年度		
	親会社の純損益	販売及びサービスから生じる収益	その他の営業利益
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	-
スイス	-	190	-
ルクセンブルグ	-	71	-
オランダ	-	68	-
シンガポール	-	54	-
イタリア	-	4	2
モロッコ	2	-	-
その他	-	79	4
合計	**1,888**	**20,935**	**372**

百万ユーロ

国	2023年度		
	親会社の純損益	販売及びサービスから生じる収益	その他の営業利益
スペイン	666	20,589	377
ポルトガル	33	1,050	2
イタリア	-	6	7
ルクセンブルグ	-	859	-
フランス	28	1,247	-
ドイツ	12	523	-
シンガポール	-	147	-
スイス	-	147	3
オランダ	-	34	-
モロッコ	3	-	-
イギリス	-	406	-
その他	-	62	-
合計	**742**	**25,070**	**389**

8.3.2.2024年12月31日及び2023年12月31日現在の地域別有形固定資産、投資不動産、無形資産及びのれん

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			
	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	-	-	-
合計	**22,940**	**4**	**1,536**	**462**

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			
	有形固定資産	不動産投資	無形資産	のれん
スペイン	22,538	69	1,639	462
ポルトガル	297	-	7	-
フランス	4	-	-	-
合計	**22,839**	**69**	**1,646**	**462**

前へ　次へ

注記9.収益

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
販売及びサービスから生じる収益	9.1	20,935	25,070
その他の営業利益	9.2	372	389
合計		**21,307**	**25,459**

9.1.販売及びサービスから生じる収益

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
電力販売		14,735	16,572
規制緩和市場での販売		10,428	12,077
スペイン規制緩和市場への販売		8,893	10,673
スペイン国外の規制緩和市場の顧客への販売		1,535	1,404
規制価格での販売		1,423	1,623
卸売市場での販売		1,211	1,324
非半島領土（NPT）への補償		1,668	1,557
再生可能エネルギー投資に対する報酬		5	(9)
ガス販売		3,168	5,419
規制緩和市場での販売		3,005	5,214
規制価格での販売		163	205
規制された配電からの収益		2,064	1,930
検証及び接続		35	32
施設で提供されるサービス		37	47
その他の販売及びサービス		888	1,064
付加価値サービス関連販売		365	398
容量に伴う収入		9	11
その他のエネルギー商品の販売		241	386
サービス及びその他の提供		273	269
リース収益	21.2	8	6
合計		**20,935**	**25,070**

2024年度にこの項目で認識された顧客との契約に含まれる通常の活動からの収益は20,773百万ユーロ（2023年度は24,904百万ユーロ）であった。

9.2.その他の営業利益

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
顧客から譲渡された設備及び延長接続の権利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	27.2	187	178
純損益に計上された補助金		86	96
原産地保証及びその他の環境証書 (1)		21	78
その他の補助金純損益への配分 (2)		65	18
第三者からの補償金		41	27
その他		58	88
合計		**372**	**389**

(1) この変動は主に、原産地保証の平均価格の変動 (-92.5%) によるものである。

(2) 2024年度には、資本助成金に関連する29百万ユーロ (2023年度は16百万ユーロ) (注35参照) 及び営業補助金36百万ユーロ (2023年度は2百万ユーロ) が含まれる。2024年の資本補助金及び営業補助金の増加は、主に復興・変革・回復計画 (RTRP) に基づく欧州基金からの援助 (14百万ユーロ)、及びバイオガスと持続可能なバイオメタンガスの利用に関連するEndesa Energía, S.A.U.のフランス支店による援助 (35百万ユーロ) によるものである。

2024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の活動からの収益は197百万ユーロ (2023年度は194百万ユーロ) であった。

注記10.仕入及びサービス

10.1.電力購入

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
電力	2,915	4,055
エネルギー商品	1,630	2,889 (1)
合計	**4,545**	**6,944**

(1) 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判断の結果、Endesa Generación, S.A.U.が認識した515百万ユーロの費用を含む (注記16.1、39及び45.1参照)。

10.2.消費燃料

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
エネルギー商品		
石炭	6	64
核燃料	103	100
燃料	1,304	1,344
ガス	858	1,200
合計	**2,271**	**2,708**

10.3.その他の変動仕入及びサービス

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
租税公課		1,274	1,132
臨時エネルギー税(1)	6	138	208
発電税(2)	6	342	-
放射性廃棄物取扱費用		229	205
街路灯/工事免許		198	234
原子力公課及び租税		107	115
カタルーニャ州環境税		137	138
水道税		48	38
その他の租税公課		75	194
社会的補填・補助料金(3)	6、50	(89)	248
二酸化炭素(CO_2)排出枠の消費	5.1	726	925
原産地保証及びその他の環境証書付きエネルギーの消費	5.1	45	157
付加価値サービス関連費用		182	194
その他のエネルギー商品の購入		127	448
エネルギー効率コスト		99	49
その他		279	294
合計		**2,643**	**3,447**

(1) これは、臨時エネルギー課税と信用機関及び金融信用機関への課税を確立し、大口資産に対する一時的な連帯税を創設し、特定の税制を改正する2022年12月27日付法律38/2022によって導入された一時的なエネルギー課税に関連する費用に相当する(注記6参照)。両年度間の変動は主に、2023年課税の検査手続が完了したことと、課税から控除される様々な項目に関してエンデサが行った一定の申し立てを検査機関が受け入れたことによるものである。

(2) 2023年12月27日付勅令法8/2023に従い、2024年に発電額に対する課税の一時停止の延長が終了した(注6参照)。

(3) 訴訟番号687/2017において最高裁判所が下した2024年9月18日付命令により、エンデサS.A.が社会的補填・補助料金の調達コストを(明示的又は黙示的に)転嫁したことが証明されなかったとして、エンデサS.A.が提出した申し立ては支持された。同命令は、(i) 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で支払われた金額148百万ユーロに対応するエンデサの政府からの払い戻しを受ける権利、(ii) Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.が供給する消費者に関連する、社会的補填割引率の申請手続、検証、管理を実施するために投資された金額に対する6百万ユーロと、それに対応する、電力市場の自由市場セグメントに関連する社会的補填・補助料金の資金調達のために、支払いが行われた日から事実上払い戻された日まで計算された25百万ユーロの利子に加え、支払日から払い戻し日までの利息1百万ユーロが加算された(注記16.1及び50参照)。さらに、社会的補填融資の発生額59百万ユーロが2024年に計上されている。

注記11.エネルギー商品デリバティブから生じる収益及び費用

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
収益	40.5		
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		**859**	**1,153**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる収益(1)		859	1,153
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		**762**	**1,936**
純損益で認識された公正価値デリバティブから生じる収益		762	1,936
収益合計		**1,621**	**3,089**
費用	40.5		
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		**(1,243)**	**(2,817)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる費用(1)		(1,243)	(2,817)
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		**(1,286)**	**(3,444)**
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		(1,286)	(3,444)
費用合計		**(2,529)**	**(6,261)**
合計		**(908)**	**(3,172)**

(1) 2024年12月31日現在、非有効性による損益計算書への影響額169百万ユーロ(2023年12月31日には純額で200百万ユーロ)が含まれる。

注記12.人件費

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
賃金及び給与		705	719
年金制度への拠出	36.1	46	40
労働力再編費用引当金		29	170
解雇手続に関する規定	36.2.1	-	(1)
契約停止に関する規定 (1)	36.2.2	29	171
その他の人件費/従業員給付費用		206	208
合計		**986**	**1,137**

(1) エンデサが長年取り組んできたデジタル変革の枠組みの中には、効率性改善への取り組みに伴う38百万ユーロ（2023年は165百万ユーロ）の初期引当金が含まれており、プロセスのデジタル化の影響を受ける最大100名（2023年は201名）の従業員の退職が想定されている（注記36.2参照）。

平均労働力と最終労働力に関する情報については注記49参照。

注記13.その他の固定営業費用

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
修繕及び保守	384	331
保険料	69	64
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	93	93
リース及び賦課金	22	24
租税公課	115	119
旅費	10	14
システム及びアプリケーションのサポートサービス	160	184
制裁手続	18 (1)	19
その他	525	575
合計	**1,396**	**1,423**

(1) 2024年度には、特定の再生可能プロジェクトの開発又は建設を行わなかった結果として、26百万ユーロに上る違約金を費用計上した（注記20.3及び23.3参照）。

注記14.その他の結果

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
グループ会社の投資の処分及びその他		**-**	**-**
固定資産の処分		**55**	**17**
光ファイバー使用権の委譲		37 (1)	-
旧Gas y Electricidad Generación, S.A.U.本社隣接地（Palma de Mallorca）	22	10 (2)	-
Foix火力発電所隣接地（Barcelona）		-	6
発電・商業化事業のGranada、Malaga、Teruelに所在する土地		-	6
Bahía de Boloniaの土地（Cádiz）		7	-
その他 (3)		1	5
合計		**55**	**17**

(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（税効果控除後28百万ユーロ）を含む。
(2) 2024年12月30日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、Palma de MallorcaにあるGas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社に付属する土地の1区画を、取引費用控除後の金額62百万ユーロで売却した。このうち51百万ユーロは2024年12月31日時点で回収が保留されており、総譲渡益は10百万ユーロとなった。
(3) 土地及び不動産の売却により生じた総譲渡益に相当。

注記15.減価償却費及び減損損失

15.1.非金融資産の減価償却費、償却費、及び減損損失

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
減価償却費	8.2.1	**1,903**	**1,768**
有形固定資産の減価償却費	20	1,518	1,418
無形資産償却引当金	23	385	350
非金融資産の減損損失		**115**	**96**
減損損失	8.2.1	**136**	**116**
有形固定資産及び投資不動産の減損損失		35	95
石炭火力発電所(1)	3.2f.4、20.3	-	1
非半島領土（NPT）の資金生成単位（CGU）(2)	3.2f.4、20.3	11	90
再生可能発電所プロジェクト	20.3	23(3)	4(4)
その他の有形固定資産及び投資不動産	22	1	-
無形資産の減損損失		101	21
再生可能発電所プロジェクト	23.3	101(3)	21(4)
減損損失の戻入	8.2.1	**(21)**	**(20)**
有形固定資産及び投資不動産の減損損失の戻入		(21)	(18)
石炭火力発電所(1)	3.2f.4、20.3	(2)	(7)
非半島領土（NPT）の資金生成単位（CGU）(2)	3.2f.4、20.3	(2)	-
その他の有形固定資産及び投資不動産(5)	22	(17)	(11)
無形資産の減損損失の戻入	23.3	-	(2)(4)
合計		**2,018**	**1,864**

(1) Los Barrios港ターミナル（Cadiz）の減損損失戻入額2百万ユーロ（2023年には7百万ユーロ）を含む。

(2) 2024年度及び2023年度には、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各非半島領土（NPT）の資金生成単位（CGU）の減損費用（純額でそれぞれ9百万ユーロ及び90百万ユーロ）が含まれる。

(3) 2024年度には、主に太陽光発電所に関連する複数のプロジェクトについて、発電所の操業に必要な許認可が取得できなかったこと、又は環境影響評価書（EIS）の結果が好ましくないものであったこと、及び当社の戦略計画に沿った選択的投資方針に沿って特定のプロジェクトの期待投資収益率が変化したことなどにより、124百万ユーロ（税効果控除後では107百万ユーロ）の減損損失が計上された。

(4) 2023年度には、主に環境影響評価書（EIS）が否定的であったことから、複数の風力発電所及びプラント・プロジェクトについて23百万ユーロの減損損失を計上した。

(5) 2024年度及び2023年度には、主にPalma de Mallorcaに所在するGas y Electricidad Generación, S.A.U.の旧本社及び隣接する土地の減損損失の戻入（それぞれ16百万ユーロ及び10百万ユーロ）が含まれる。

15.2.金融資産の減損損失

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
減損損失	8.2.1、40.1.3、40.5.1	**400**	**446**
顧客との契約から生じる債権の減損損失		399	440
その他の金融資産の減損損失		1	6
減損損失の戻入	8.2.1、40.1.3、40.5.1	**(196)**	**(178)**
顧客との契約から生じる債権の減損損失の戻入		(194)	(176)
その他の金融資産の減損損失の戻入		(2)	(2)
合計		**204**	**268**

注記16.業績

16.1.デリバティブ以外の業績

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
金融収益		**131**	**38**
償却原価で測定する金融資産から生じる収益(1)		60	7
純損益への変動を伴う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(2)	16.2、43.1.1	6	1
労働力再編計画から生じる収益	36.2.1、36.2.2	2	-
その他の金融収益(3)		63(4)	30
金融費用		**(639)**	**(705)**
償却原価で測定する金融負債に係る費用(5)	40.5.2	(471)	(505)
純損益に変動を伴う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(2)	16.2、43.1.1	(35)	(43)
退職後契約から生じる費用	36.1	(6)	(9)
労働力再編計画から生じる費用	36.2.1、36.2.2	(21)	(33)
その他の引当金繰入額	36.3	(49)(6)	(54)
資産化された借入費用	3.2b.1、3.2i.1	14	14
その他の金融資産の減損に係る費用	40.1.3、40.5.1	(1)	4
金融資産処分損益	32	(29)	(49)
その他の金融費用		(41)(7)	(30)(8)
為替換算差額		**(4)**	**21**
正		44	83
負		(48)	(62)
合計		**(512)**	**(646)**

(1) 会社が保有する預金の正式化に対応する収入を含む（注記33参照）。
(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16.2参照）。
(3) 2024年度及び2023年度には、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で支払われた金額、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.が供給する消費者に関連する社会的補填割引率の適用、並びに検証及び管理手順を実行するために投資された金額について、管理局から支払いを受けるエンデサの権利が認められた結果として、それぞれ26百万ユーロ及び4百万ユーロの延滞利息が認識された（注記10.3参照）。
(4) 2024年1月18日付憲法裁判所判決11/2024（注記18参照）に従い、法人税に関する2014年11月27日付法律27/2014に対する2016年12月2日付勅令法3/2016により導入された一部の改正が違憲であると宣言されたことによる遅延利息21百万ユーロを含む。
(5) 2024年度及び2023年度には、それぞれ43百万ユーロ及び42百万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21参照）。
(6) その他の従業員給付に対応する金融費用2百万ユーロを含む。
(7) 一部の再生可能プロジェクトに関する保証の実行に伴うリスクに関連する費用32百万ユーロを含む（注記15.1参照）。
(8) 長期液化天然ガス（LNG）供給契約の価格改定に関する仲裁判断を認識した結果、15百万ユーロの遅延利息が含まれる（注記10.1参照）。

正味為替差額

2024年度には、正味為替差額はマイナス4百万ユーロとなった（2023年度はプラス21百万ユーロ）。

この変動は主に、ユーロ/米ドルの為替レートの変動が、2023年に当社が米ドルで締結した契約に関連する支払いに与える影響によるものである。

16.2.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

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
収益	40.5		
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		**57**	**88**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる費用		29	44
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じる費用(1)	16.1、43.1.1	28	44
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利益		**19**	**-**
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	-
収益合計		**76**	**88**
費用	40.5		
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		**(38)**	**(34)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じる費用		(1)	(3)
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じる費用(1)	16.1、43.1.1	(37)	(31)
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)**	**2**
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)	2
費用合計		**(57)**	**(32)**
合計		**19**	**56**

(1) 2024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が28百万ユーロの純額で含まれる（2023年12月31日現在は44百万ユーロの純額）。

注記17.持分法適用会社の純利益

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
関連会社	26.1	**-**	**(8)**
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		1	2
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		(1)	(6)
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		3	1
Endesa X Way, S.L.		(5)	(4)
その他		2	(1)
ジョイント・ベンチャー	26.1	**11**	**18**
Front Marítim del Besòs, S.L.		-	(2)
Nuclenor, S.A.		1	4
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		2	3
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		1	3
その他		7	10
合計		**11**	**10**

注記18.法人税

2024年及び2023年の連結損益計算書におけるこの項目の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
当年度税金		706	347
繰延税金	25	(19)	(40)
過年度追徴課税		18	-
法人税引当金		(9)	(4)
合計		**696**(1)	**303**

(1) 2024年1月18日付憲法裁判所判決11/2024により、2014年11月27日付法律27/2014に対して2016年12月2日付勅令法3/2016により導入された一部の改正が違憲であると宣言され、他方、違憲であると宣言された措置が2024年12月20日付法律7/2024に組み込まれた結果、法人税純額が合計6百万ユーロ減少した。

会計上の利益と法人税費用との調整

2024年及び2023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った。

百万ユーロ

	2024年度					
	損益計算書	種類 (%)	資本に直接認識された損益	種類 (%)	合計	種類 (%)
継続事業税引後会計結果	**1,893**	**-**	**184**	**-**	**2,077**	**-**
法人税	696	-	57	-	753	-
税引前利益/ (損失)	**2,589**	**-**	**241**	**-**	**2,830**	**-**
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	-
当年度損益に帰属する割当控除額	**(24)**	**-**	**-**	**-**	**(24)**	**-**
繰延資産の過年度修正等	**(25)**	**-**	**-**	**-**	**(25)**	**-**
年度税効果	**687**	**-**	**57**	**-**	**744**	**-**

百万ユーロ

	2023年度					
	損益計算書	種類 (%)	資本に直接認識された損益	種類 (%)	合計	種類 (%)
継続事業税引後会計結果	**762**	**-**	**2,923**	**-**	**3,685**	**-**
法人税	303	-	975	-	1,278	-
税引前利益/ (損失)	**1,065**	**-**	**3,898**	**-**	**4,963**	**-**
想定税額	**266**	**25.0**	**975**	**25.0**	**1,241**	**25.0**
永久差異	**87**	**-**	**-**	**-**	**87**	**-**
配当控除制限	18	-	-	-	18	-
持分法適用による純利益への影響	(3)	-	(1)	-	(4)	-
臨時エネルギー税による損金不算入費用	52	-	-	-	52	-
連結調整及びその他	20	-	1	-	21	-
年度の成果に帰属する割当控除額	**(39)**	**-**	**-**	**-**	**(39)**	**-**
繰延資産の過年度修正等	**(7)**	**-**	**-**	**-**	**(7)**	**-**
年度税効果	**307**	**-**	**975**	**-**	**1,282**	**-**

純税額控除の調整

2024年及び2023年において、法人税費用と継続事業からの純税額との調整は以下のとおりであった。

百万ユーロ

	注記	2024年度		
		損益計算書	資本に直接認識された損益	合計
年度税効果		**687**	**57**	**744**
繰延税金の変動	25.1、25.2	19	(57)	(38)
継続事業に対する純税額割当		**706**	**-**	**706**

百万ユーロ

	注記	2023年度		
		損益計算書	資本に直接認識された損益	合計
年度税効果		**307**	**975**	**1,282**
繰延税金の変動	25.1、25.2	40	(975)	(935)
継続事業に対する純税額割当		**347**	**-**	**347**

法人税費用の詳細

2024年及び2023年の法人税の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度		
	当期税金	繰延税金の変動 (注記25)	合計
損益計算書における認識内訳:	**706**	**(19)**	**687**
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
資本における認識内訳:	**-**	**57**	**57**
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
その他	-	-	-
年度税効果	**706**	**38**	**744**

百万ユーロ

	2023年度		
	当期税金	繰延税金の変動 (注記25)	合計
損益計算書における認識内訳:	**347**	**(40)**	**307**
継続事業に対する純税額割当	347	-	347
繰延税金	-	(40)	(40)
有形・無形資産の減価償却費	-	17	17
従業員給付引当金繰入額	-	29	29
その他の引当金	-	(6)	(6)
デリバティブ金融商品の評価	-	(2)	(2)
繰越欠損金	-	(66)	(66)
未使用税額控除	-	(5)	(5)
その他	-	(7)	(7)
資本における認識内訳:	**-**	**975**	**975**
従業員給付引当金繰入額	-	(2)	(2)
デリバティブ金融商品の評価	-	977	977
その他		-	-
年度税効果	**347**	**935**	**1,282**

2024年及び2023年において、純損益に帰属する割当控除額及びリベート額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
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	17	33
慈善寄付金控除	4	3
事業用積立制度への拠出控除	2	1
カナリア諸島における企業不動産の生産に対するリベート	-	-
セウタ及びメリリャで得た収入に対するリベート	1	2
純損益に帰属する割当控除及びリベートの合計額	**24**	**39**

国際税制改革：第2の柱モデル規則

法律「第2の柱 - グローバル税源浸食防止モデル（GloBEルール）」は、大規模な多国籍企業が事業を行う全ての国・地域において一定期間内に最低水準の所得税を納めることを保証することを意図しており、エンデサが事業を行う国・地域において実施済み又は実質的に実施済みである。一般に、これらの規則では、追加税（補完税）の制度を設けており、ある国・地域で過大な利益を得た場合に支払うべき税金の合計額を、最高税率15%まで引き上げている。また、2023年12月31日から2026年12月31日までの課税期間における補完税の非強制性を規定する暫定的な制度も設けられ、適用される国・地域、期間ごとに国別情報が示されている。この国別報告書は、Enel, S.p.A.（エネル・グループを率いるイタリア企業）がイタリア政府に提出するものであり、同報告書に従い、エンデサは事業を展開する国・地域において簡易税率のセーフポート要件を満たしている。

注記19.基本的及び希薄化後1株当たり利益

2024年及び2023年における基本的及び希薄化後1株当たり利益（注記3.2r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通りである。

株式数

	注記	2024年度	2023年度
当年度の普通株式数	34.1.1	1,058,752,117	1,058,752,117
エンデサS.A.が所有する親会社の株式数	34.1.8	201,836	234,679
加重平均流動普通株式数		**1,058,458,650**	**1,058,471,772**

2024年度及び2023年度の基本的及び希薄化後1株当たり利益は以下の通りである。

百万ユーロ

	基本的及び希薄化後1株当たり利益	
	2024年度	2023年度
継続事業税引後利益/損失	1,893	762
非継続事業税引後利益/損失	-	-
当期業績	**1,893**	**762**
親会社持分	1,888	742
非支配株主持分	5	20
加重平均流動普通株式数	**1,058,458,650**	**1,058,471,772**
基本的1株当たり当期純利益（単位：ユーロ）	**1.78**	**0.70**
希薄化後1株当たり当期純利益（単位：ユーロ）	**1.78**	**0.70**
継続事業から生じる基本的1株当たり当期純利益（単位：ユーロ）	1.78	0.70
継続事業から生じる希薄化後1株当たり当期純利益（単位：ユーロ）	1.78	0.70
非継続事業から生じる基本的1株当たり当期純利益（単位：ユーロ）	-	-
非継続事業から生じる希薄化後1株当たり当期純利益（単位：ユーロ）	-	-

前へ　次へ

注記20.有形固定資産

2024年12月31日及び2023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通りである。

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						送配電設備(1)	その他の固定資産	建設中の有形固定資産	合計
			水力発電設備	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	合計				
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)
2023年12月31日現在残高	**377**	**1,102**	**834**	**323**	**2,242**	**1,564**	**2,580**	**7,543**	**12,043**	**248**	**1,526**	**22,839**
会社の設立/減少	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
投資(注記20.1)	29	12	-	2	47	1	12	62	30	19	1,517	1,669
繰入	(14)	(65)	(53)	(65)	(323)	(103)	(140)	(684)	(710)	(53)	(22)	(1,548)
減価償却(注記15.1)	(14)	(65)	(53)	(60)	(323)	(100)	(140)	(676)	(710)	(53)	-	(1,518)
減損損失(注記15.1)	-	-	-	(5)	-	(3)	-	(8)	-	-	(22)	(30)
廃炉	(51)(3)	(7)	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(10)	(2)	(72)
振替及びその他(2)	13	235	83	55	257	46	244	685	850	27	(1,758)	52
変動合計	**(23)**	**175**	**30**	**(8)**	**(19)**	**(56)**	**114**	**61**	**170**	**(17)**	**(265)**	**101**
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)(4)	(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)
2024年12月31日現在残高(5)	**354**	**1,277**	**864**	**315**	**2,223**	**1,508**	**2,694**	**7,604**	**12,213**	**231**	**1,261**	**22,940**

(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36.3参照）に計上された61百万ユーロの正の見積廃炉費用の変動を含む。

(3) 一部の再生可能エネルギー発電設備が所在する土地に対応するリース契約の期間を設備の耐用年数に合わせるための使用権による認識の中止を含む。

(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) 712百万ユーロの使用権資産を含む（注記21参照）。

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						送配電設備[1]	その他の固定資産	建設中の有形固定資産	合計
			水力発電設備	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	合計				
取得原価	331	1,403	3,465	9,431	10,570	4,166	2,791	30,423	23,752	839	1,294	58,042
減価償却累計額	(35)	(414)	(2,627)	(6,889)	(8,197)	(1,782)	(420)	(19,915)	(11,828)	(532)	-	(32,724)
減損損失	(17)	(35)	(2)	(2,140)	-	(679)	(9)	(2,830)	-	(45)	(53)	(2,980)
2022年12月31日現在残高	**279**	**954**	**836**	**402**	**2,373**	**1,705**	**2,362**	**7,678**	**11,924**	**262**	**1,241**	**22,338**
会社の設立/減少	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
投資(注記20.1)	129	17	-	3	43	2	23	71	20	7	1,824	2,068
繰入	(14)	(54)	(44)	(115)	(290)	(138)	(131)	(718)	(664)	(57)	2	(1,505)
減価償却(注記15.1)	(14)	(55)	(44)	(64)	(290)	(99)	(131)	(628)	(664)	(57)	-	(1,418)
減損損失(注記15.1)	-	1	-	(51)	-	(39)	-	(90)	-	-	2	(87)
廃炉	(21)[3]	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24)
振替及びその他[2]	4	188	42	33	116	(5)	326	512	763	36	(1,541)	(38)
変動合計	**98**	**148**	**(2)**	**(79)**	**(131)**	**(141)**	**218**	**(135)**	**119**	**(14)**	**285**	**501**
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)[4]	(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)
2023年12月31日現在残高[5]	**377**	**1,102**	**834**	**323**	**2,242**	**1,564**	**2,580**	**7,543**	**12,043**	**248**	**1,526**	**22,839**

(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) 有形固定資産に計上された見積廃炉費用（マイナス70百万ユーロ）（注記36.3参照）、風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトの「無形資産」からの振替（プラス14百万ユーロ）（注記23参照）を含む。

(3) 一部の再生可能エネルギー発電施設が所在する土地のリース契約料の再交渉を含む。

(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) 810百万ユーロの使用権資産を含む（注記21参照）。

前へ　次へ

20.1.主な投資及び売却

20.1.1.主な投資

2024年及び2023年における有形投資の一覧は以下の通りである。

百万ユーロ

事業	セグメント	有形投資		
		2024年度	2023年度	
発電と商業化		**764**	**1,192**	
	従来型発電	306	289	• 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	412	859	エンデサが承認した一連の戦略計画の中で、排出ガスを出さない発電設備の増強は、エンデサの戦略的行動指針のひとつとなっている。 • 2024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332百万ユーロの投資を行った（注記5.1参照）。 • この事業への投資には、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29百万ユーロ（2023年には129百万ユーロ）の認識が含まれる。
	エネルギーの商業化及びその他の製品・サービス	46	44	• 付加価値サービスの包括的な提供を通じて顧客ロイヤルティを達成するという戦略目標に沿った、e-モビリティ活動のための充電ポイントへの投資に関連する。
配電		**892**	**859**	• 主に送電網の拡張に関連するもので、エンデサの戦略に沿って、効率性を向上させ、送電網を新たな顧客ニーズに適合させ、サービス品質と送電網の回復力を強化するために、送電網の運用を最適化することを目的とした投資も含まれる。
ストラクチャー及びその他(1)		**13**	**17**	
合計		**1,669**	**2,068**	

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

20.1.2.主な売却

2024年度には、使用権の売却として66百万ユーロが計上された。これは、再生可能エネルギー発電施設が設置されている土地のリース契約期間を耐用年数に合わせるために44百万ユーロを要したこと、及びLNG運搬船がメンテナンス作業により使用不能となった場合に、その傭船費用から10百万ユーロを控除したことなどによるものである。

2023年には、特に再生可能エネルギー発電施設がある土地のリース契約料の再交渉の結果として、使用権の売却として20百万ユーロが計上された。

20.2.購入約定

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、有形固定資産の購入約定一覧は以下の通りである。

百万ユーロ

事業	セグメント	購入約定 2024年12月31日現在(1)	購入約定 2023年12月31日現在(2)	
発電と商業化		499	633	これには、非排出、原子力及び再生可能技術への投資約定がそれぞれ351百万ユーロ及び504百万ユーロ含まれている（注記5.1参照）。 • さらに、e-モビリティ活動のための充電ポイントへの投資約定がそれぞれ85百万ユーロと80百万ユーロ含まれている。
配電		375	526	• 品質、損失、回復力を改善し、エンデサの戦略的アプローチに沿った新規接続要求の統合を可能にするための送電網への投資約定に関連する。
ストラクチャー及びその他(3)		1	1	
合計		**875**	**1,160**	

(1) 関連会社との86百万ユーロを含む（注記46.1.2参照）。ジョイント・ベンチャーとの約定額はない。
(2) 関連会社及びグループ会社それぞれとの80百万ユーロ及び5百万ユーロを含む（注記46.1.2参照）。ジョイント・ベンチャーとの約定額はない。
(3) ストラクチャー、サービス及び調整

20.3.減損テスト

2024年度及び2023年度には、それぞれ30百万ユーロ及び87百万ユーロの純減損引当金が計上され、その詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
Los Barrios港ターミナル（Cádiz）		(2)	(7)
非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）		9	90
バレアレス諸島		2	52
カナリア諸島		8	20
セウタ		1	13
メリリャ		(2)	5
再生可能エネルギー発電所、その他		23	4
合計	3.2f.4、15.1	**30**	**87**

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、これらの資産の回収可能価額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在(1)	2023年12月31日現在(2)
Los Barrios港ターミナル（Cádiz）	27	18
非半島領土（NPT）における資金生成単位（CGU）	651	701
バレアレス諸島	270	286
カナリア諸島	355	391
セウタ	9	9
メリリャ	17	15
再生可能エネルギー発電所、その他	3	-

(1) 税引後回収可能価額に相当する。

2024年度及び2023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通りである。

- 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の資金生成単位（CGU）

  2024年12月31日及び2023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）の資産の帳簿価額を回収可能価額に合わせるため、バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリリャの各非半島領土（NPT）の資金生成単位（CGU）の減損が計上されており、その純額はそれぞれ9百万ユーロ及び90百万ユーロである（注記3.2f.4及び15.1参照）。

  2024年及び2023年に認識された減損引当金は、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。

- Los Barrios港ターミナル（Cádiz）

  2024年12月31日及び2023年12月31日現在、ターミナル事業権の延長要請の結果として、Los Barrios港ターミナル（Cádiz）の減損戻入益がそれぞれ2百万ユーロ及び7百万ユーロ計上されており、最長2057年まで続く可能性がある（注記3.2f.4及び15.1参照）。

- 再生可能エネルギー発電所

  2024年度には、主に太陽光発電所に対応するいくつかのプロジェクトについて減損損失が計上され、そのうちの23百万ユーロが有形固定資産に計上された。これは、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、又は環境影響評価書（EIS）の結果が芳しくなかったこと、及び当社の戦略計画に従った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の見込みを修正したことによるものである。（注記15.1及び23.3参照）

  2023年度には、主に否定的な環境影響評価書（EIS）を取得した結果、複数の風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトに対応する純額合計4百万ユーロの減損損失が有形固定資産の項目で計上された（注記15.1及び23.3参照）。

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3.2fに記載されている。

20.4.その他の情報

ジョイント・オーナーシップ

2024年12月31日及び2023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。

百万ユーロ

	ジョイント・オーナーシップ		
	参加率	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72.00	773	778
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85.00	597	620
Central Nuclear Almaraz, C.B.	36.02	250	271
Saltos del Navia, C.B.	50.00	13	13
Central Nuclear Trillo, C.B.	1.00	10	11

環境

2024年度及び2023年度におけるエンデサの環境保護活動への投資及び支出は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
年間総投資額	43	30
年度末の累積投資総額	2,040	1,997
年間支出	137	104
償却及び減損損失	31	30
その他の費用	106	74

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。2024年度に保険会社が物的損害を伴う事故に対して支払った保障金は21百万ユーロ（2023年度は20百万ユーロ）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1,500百万ユーロが補償される。

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。

2024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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、連結財政状態計算書の「非流動引当金」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通りである。

百万ユーロ

火力発電所	申請日	有効期限	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
			帳簿価額	廃炉引当金（注記36.3）	帳簿価額	廃炉引当金（注記36.3）
As Pontes (A Coruña)	2019年12月27日	2023年12月1日	-	105	-	119
Litoral (Almería)	2019年12月27日	2021年11月26日	-	56	-	66
Compostilla II (León) - Groups III, IV and V	2018年12月19日	2020年9月23日	-	67	-	59
Andorra（Teruel）	2018年12月19日	2020年7月21日	-	15	-	28
Alcudia (Balearic Islands) - Groups I and II	2018年12月27日	2019年12月30日	-	30	-	30
合計			**-**	**273**	**-**	**302**

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、使用中の有形固定資産の償却額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
建物	191	190
その他の項目	293	302
合計(1)	**484**	**492**

(1) 2024年12月31日及び2023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4,928百万ユーロ及び5,118百万ユーロは含まれていない。

2024年12月31日現在、第三者から融資を受けるための保証下にある有形固定資産が32百万ユーロ（2023年12月31日現在39百万ユーロ）ある（注記34.1.13、40.4.3及び47参照）。

注記21.使用権資産

2024年12月31日及び2023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2024年度及び2023年度におけるそれらの取引は以下の通りである。

百万ユーロ

使用権資産	不動産	建物	発電設備：複合サイクル発電所	その他の固定資産	合計
2023年12月31日現在残高	**300**	**95**	**277**	**138**	**810**
追加	29	11	-	15	**55**
廃炉（注記20.1.2）	(51)	(5)	-	(10)	**(66)**
減価償却費及び減損損失	(14)	(17)	(26)	(30)	**(87)**
振替及びその他	-	-	-	-	**-**
2024年12月31日現在残高(1)	**264**	**84**	**251**	**113**	**712**

(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）及びストラクチャー・サービス事業（62百万ユーロ）に配分（注記8.2.2参照）。

百万ユーロ

使用権資産	不動産	建物	発電設備：複合サイクル発電所	その他の固定資産	合計
2022年12月31日現在残高	**207**	**97**	**305**	**173**	**782**
追加	129	16	-	2	**147**
廃炉（注記20.1.2）	(20)	-	-	-	**(20)**
減価償却費及び減損損失	(14)	(18)	(28)	(37)	**(97)**
振替及びその他	(2)	-	-	-	**(2)**
2023年12月31日現在残高(1)	**300**	**95**	**277**	**138**	**810**

(1) イベリア半島の発電事業資金生成単位（CGU）（716百万ユーロ）、配電事業（25百万ユーロ）、ストラクチャー・サービス事業（69百万ユーロ）に配分（注記8.2.2参照）。

2024年度及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
使用権資産に対する減価償却引当金		87	97
使用権資産に関連する金融債務の支払利息		51	37
金融費用	16.1、45.1	43	42
為替換算差額		8	(5)
短期リース及び/又は低価値資産に係る費用(1)		-	-
変動リース料		1	2
連結損益計算書への影響総額		**139**	**136**

(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。

21.1.借手としての使用権資産

2024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通りである。

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11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 Redes 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	2025年から2055年の間に満期を迎える	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	2025-2027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。

21.2.貸手としての使用権資産

ファイナンス・リース

2024年12月31日及び2023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

2024年12月31日現在、エンデサが貸手として機能している最も重要なオペレーティング・リース契約は、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Endesa Energía, S.A.U.が正式に締結したものである。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
1年未満	3	2
1～2年	3	2
2～3年	2	2
3～4年	2	2
4～5年	2	1
5年以上	7	4
合計	**19**	**13**

2024年度に収益として認識されたリース料は8百万ユーロ（2023年度は6百万ユーロ）であった（注記9.1参照）。

注記22.投資不動産

2024年12月31日及び2023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通りである。

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)
2023年12月31日現在残高	**67**	**2**	**69**
投資	8	-	8
減損損失の(引当金繰入)/戻入 (注記15.1)	16(1)	-	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への振替	(37)	-	(37)
変動合計	**(64)**	**(1)**	**(65)**
取得原価	5	4	9
減価償却累計額	-	(1)	(1)
減損損失	(2)	(2)	(4)
2024年12月31日現在残高	**3**	**1**	**4**

(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。

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	(83)	(1)	(84)
2022年12月31日現在残高	**57**	**2**	**59**
投資	-	-	-
減損損失の(引当金繰入))/戻入 (注記15.1)	10(1)	-	10
売却による処分	-	-	-
売却目的で保有する非流動資産への振替	-	-	-
変動合計	**10**	-	**10**
取得原価	140	7	147
減価償却累計額	-	(4)	(4)
減損損失	(73)	(1)	(74)
2023年12月31日現在残高	**67**	**2**	**69**

(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Palma市議会との間で、「投資不動産」に分類される不動産の1つを売却し、エンデサが被った持分損失の一部を補償し、当事者間の裁判手続の終結に伴う取引契約を締結することを承認し、他方で、エンデサが所有し、同じく「投資不動産」に分類される残りの不動産を売却することを承認した。

この決定の結果、エンデサは以下の財務事実を計上した。

- Palma市議会との和解契約の一環として、8百万ユーロに上る開発費が2024年度に「投資不動産」の項目で認識されている。

- 2024年12月30日に、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、「投資不動産」において正味帳簿価額52百万ユーロ及び正味キャピタル・ゲイン10百万ユーロで認識中止され、「その他の業績」に計上された。売却価額のうち、20%は取引日に回収され、残りの80%(51百万ユーロ)は「営業債務及びその他の債権」(注記14及び32参照)に計上され、回収が保留されている。

- 「投資不動産」に含まれる残りの土地の正味帳簿価額は「売却目的で保有する非流動資産及び非継続事業」に計上され、その2024年12月31日現在の価値は37百万ユーロとなり、これらの資産に関連する引当金の帳簿価額も「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」に再分類され、その総額は17百万ユーロとなった。

22.1.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。

2024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

2024年12月31日現在の投資不動産の時価は6百万ユーロ（2023年12月31日時点では72百万ユーロ）であった（注記3.2c及び44.2参照）。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、いずれの重要な投資不動産も減価償却を完了していない。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、これに関する制限はない。

2024年及び2023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。

2024年12月31日及び2023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23.無形資産

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、添付の連結貸借対照表における当該項目の内訳及び取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	ソフトウェア・アプリケーション	委託契約	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)**
2023年12月31日現在残高	**529**	**28**	**396**	**693**	**1,646**
会社の設立/（減少）（注記7.1）	-	-	-	-	**-**
投資（注記23.1）	92	-	233	55	**380**
繰入	(138)	(2)	(198)	(148)	**(486)**
減価償却（注記15.1）	(138)	(2)	(198)	(47)	**(385)**
減損損失（注記15.1）	-	-	-	(101)	**(101)**
廃炉	-	-	-	(3)	**(3)**
振替及びその他	9	-	-	(10)	**(1)**
変動合計	**(37)**	**(2)**	**35**	**(106)**	**(110)**
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)**
2024年12月31日現在残高	**492**	**26**	**431**	**587**(1)	**1,536**

(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、並びにそれぞれ563百万ユーロ及び10百万ユーロにのぼる顧客ポートフォリオの取得が含まれる。

百万ユーロ

	ソフトウェア・アプリケーション	委譲契約	取得費用	その他	合計
取得原価	2,167	65	715	1,034	**3,981**
減価償却累計額	(1,618)	(31)	(373)	(315)	**(2,337)**
減損損失	-	(4)	-	(4)	**(8)**
2022年12月31日現在残高	**549**	**30**	**342**	**715**	**1,636**
会社の設立/(減少) (注記7.1)	-	-	-	(2)	**(2)**
投資 (注記23.1)	132	-	204	59	**395**
繰入	(152)	(2)	(150)	(65)	**(369)**
減価償却 (注記15.1)	(152)	(2)	(150)	(46)	**(350)**
減損損失 (注記15.1)	-	-	-	(19)	**(19)**
廃炉	-	-	-	-	**-**
振替及びその他 (1)	-	-	-	(14)	**(14)**
変動合計	**(20)**	**(2)**	**54**	**(22)**	**10**
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)**
2023年12月31日現在残高	**529**	**28**	**396**	**693** (2)	**1,646**

(1) 施設の建設が開始された風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトの「有形固定資産」への振替に関連する(注記20参照)。
(2) 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、並びにそれぞれ668百万ユーロ及び12百万ユーロに上る顧客ポートフォリオの取得が含まれる。

23.1主な投資及び売却

23.1.1.主な投資

2024年度及び2023年度の無形資産投資は以下の通りである。

百万ユーロ

事業	セグメント	無形投資 2024年度	無形投資 2023年度	
発電と商業化		**355**	**352**	
	従来型発電	12	18	• システム・通信(ICT)事業への投資を含む。
	再生可能発電	52	64	• 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。
	エネルギーの商業化及びその他の製品・サービス	291	270	• 主に、顧客との契約を獲得するために発生した増分費用の増加233百万ユーロに関連する。 • また、当社のデジタル化戦略及び需要の電化という戦略目標に沿ったシステム・通信(ICT)活動への投資も含まれており、その額は58百万ユーロにのぼる。
配電		**14**	**33**	• デジタル化戦略及びより効率的な送電網という戦略目標に沿ったシステム・通信(ICT)活動への投資に相当する。
ストラクチャー及びその他 (1)		**11**	**10**	• 主に情報通信技術(ICT)活動への投資が含まれる。
合計		**380**	**395**	

(1) ストラクチャー、サービス及び調整

23.1.2.主な売却

2024年度及び2023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。

23.2.購入約定

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、主にコンピュータ・ソフトウェアに対応する無形資産の取得コミットメントの一覧は以下の通りである。

百万ユーロ

事業	セグメント	購入約定[1]		
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	
発電と商業化		10	90	• Shark Power, S.L.U.の売手との間で締結された、未履行の特定の未決事項に関するコミットメントが含まれており、その金額は9百万ユーロ（2023年12月31日現在85百万ユーロ）である。
配電		2	25	• 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対応する。
ストラクチャー及びその他[2]		13	-	• 男女エンデサ・リーグのスポンサーに対応。
合計		**25**	**115**	

(1) 2024年12月31日及び2023年12月31日に、グループ会社とそれぞれ2百万ユーロ及び25百万ユーロのコミットメントを締結している（注記46.1.2参照）。当該金額は、関連会社又はジョイント・ベンチャーとも約定されていない。
(2) ストラクチャー、サービス及び調整

23.3.減損テスト

2024年度において、「無形資産」の項目に、主に太陽光発電所に対応するいくつかのプロジェクトにつき、合計純額101百万ユーロの減損費用が計上された。これは、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、又は環境影響評価書（EIS）の結果が芳しくなかったこと、及び当社の戦略的計画に従った選択的投資方針に沿って特定のプロジェクトの期待投資収益率を修正したことによる（注記15.1、20.3参照）。

2023年度には、主に環境影響評価書（EIS）が否定的であったことから、複数の風力発電所及び太陽光発電所プロジェクトに対応する総額19百万ユーロの減損損失引当金が計上された（注記15.1及び20.3参照）。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、これらの資産の回収可能価額は0百万ユーロである。

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3.2fに記載されている。

23.4.その他の情報

2024年12月31日現在、まだ使用中の償却済み無形資産の価値は318百万ユーロ（2023年12月31日時点では245百万ユーロ）であった。

注記24.のれん

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	資金生成単位(CGU)	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
Enel Green Power España, S.L.U.	8.2	イベリア半島における発電	296	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	8.2	配電	2	2
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.	8.2	配電	21	21(1)
情報通信技術(ICT)	8.2	イベリア半島における発電	65	65
		配電	74	74
		エンデサS.A.	4	4
合計			**462**	**462**

(1) Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.への対応

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。

24.1.その他の情報

減損テスト

2024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3.2fに記載されている。

前へ　次へ

注記25.繰延税金資産及び負債

25.1.繰延税金資産及び負債

2024年度及び2023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通りである。

百万ユーロ

	繰延税金資産及び負債				
	2023年12月31日現在残高	(借方)/貸方純損益(注記18)	(借方)/貸方純資産(注記18)	振替及びその他	2024年12月31日現在残高
繰延税金資産:					
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
合計	**1,608**	**(57)**	**(240)**	**-**	**1,311**
繰延税金負債:					
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
合計	**1,308**	**(76)**	**(183)**	**(2)**	**1,047**
相殺不可能な繰延税金資産	**547**				**467**
相殺不可能な繰延税金負債	**247**				**203**
相殺可能な繰延税金	**1,061**				**844**

百万ユーロ

	繰延税金資産及び負債				
	2022年12月31日現在残高	(借方)/貸方純損益(注記18)	(借方)/貸方純資産(注記18)	振替及びその他	2023年12月31日現在残高
繰延税金資産:					
有形・無形資産の減価償却費	414	(52)	-	(1)	361
従業員給付引当金	241	(29)	2	3	217
その他の引当金	340	6	-	(4)	342
デリバティブ金融商品の評価	1,466	1	(1,052)	(1)	414
繰越欠損金	6	66	-	-	72
未使用税額控除	16	5	-	-	21
その他	177	2	-	2	181
合計	**2,660**	**(1)**	**(1,050)**	**(1)**	**1,608**
繰延税金負債:					
有形・無形資産の減価償却費	666	(35)	-	(1)	630
デリバティブ金融商品の評価	383	(1)	(75)	(1)	306
その他	376	(5)	-	1	372
合計	**1,425**	**(41)**	**(75)**	**(1)**	**1,308**
相殺不可能な繰延税金資産	**1,494**				**547**
相殺不可能な繰延税金負債	**259**				**247**
相殺可能な繰延税金	**1,166**				**1,061**

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。

2024年12月31日及び2023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5百万ユーロある。

2024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額は141百万ユーロである（2023年12月31日現在72百万ユーロ）。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

年度	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
2032年	3	3
2033年	-	3
2038年	-	2
制限なし	8	13
合計	**11**	**21**

2024年12月31日及び2023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、関連会社及び共通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。

25.2.その他の情報

繰延税金資産及び負債の実現

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
繰延税金資産	1,311	1,608
1年以内に実現予定	202	448
1年以上かけて実現予定	1,109	1,160
繰延税金負債	1,047	1,308
1年以内に実現予定	93	224
1年以上かけて実現予定	954	1,084

注記26.持分法適用投資及びジョイント・オペレーション

26.1.持分法適用投資

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
関連会社	190	188
ジョイント・ベンチャー	97	85
合計	**287**	**273**

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。当該会社は上場株価を有していない。

2024年12月31日及び2023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34.1.13参照）。

2024年12月31日及び2023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。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、関連会社、ジョイント・ベンチャーに対する融資及び保証、並びに2024年度及び2023年度中の同取引は、注記28.1、30、40.1.1及び46.2に記載されている。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	比率 (%) (1)	2023年12月31日現在残高	会社設立/(除外)（注7.2及び7.3）	投資又は増加	売却又は削減	持分法による投資損益（注記17）	配当	移動その他	2024年12月31日現在残高
関連会社		**188**	**-**	**12**	**-**	**-**	**(5)**	**(5)**	**190**
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.	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
ジョイント・ベンチャー		**85**	**-**	**1**	**-**	**11**	**(4)**	**4**	**97**
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)	-
Énergie 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
合計		**273**	**-**	**13**	**-**	**11**	**(9)**	**(1)**	**287**

(1) 2024年12月31日現在の比率。

百万ユーロ

	比率 (%) (1)	2022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	持分法による投資損益（注記17）	配当	移動その他	2023年12月31日現在残高
関連会社		**181**	**-**	**18**	**-**	**(8)**	**(6)**	**3**	**188**
Elcogas, S.A.（清算中）	41.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50.0	7	-	-	-	2	(2)	(1)	6
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23.2	13	-	-	-	(6)	-	-	7
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	37.5	7	-	-	-	1	(1)	-	7
Cogenio Iberia, S.L.	20.0	5	-	-	-	-	-	1	6
Endesa X Way, S.L.	49.0	124	-	2	-	(4)	-	-	122
Boiro Energía, S.A.	40.0	-	-	-	-	-	-	-	-
その他		25	-	16	-	(1)	(3)	3	40
ジョイント・ベンチャー		**93**	**-**	**10**	**(5)**	**18**	**(19)**	**(12)**	**85**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43.7	5	-	-	-	-	-	-	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61.4	31	-	-	-	(2)	-	1	30
Nuclenor, S.A.	50.0	-	-	7	-	4	-	(11)	-
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32.0	11	-	-	(5)	3	(2)	1	8
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33.5	9	-	-	-	3	(3)	(1)	8
その他		37	-	3	-	10	(14)	(2)	34
合計		**274**	**-**	**28**	**(5)**	**10**	**(25)**	**(9)**	**273**

(1) 2023年12月31日現在の比率。

関連会社

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、本連結財務諸表作成の基礎となった主要な関連会社の財務諸表情報は以下の通りである。

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.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
非流動資産	-	-	11	13	63	65	11	14	49	39	33	33
流動資産	14	15	2	3	20	20	12	7	18	24	74	63
現金及び現金同等物	13	14	-	1	5	18	11	4	12	18	11	1
その他の流動資産	1	1	2	2	15	2	1	3	6	6	63	62
資産合計	**14**	**15**	**13**	**16**	**83**	**85**	**23**	**21**	**67**	**63**	**107**	**96**
株主持分	(115)	(114)	10	12	55	55	19	18	27	30	44	42
非流動負債	129	129	2	2	26	27	3	2	29	24	4	3
非流動金融債務	129	129	1	1	-	-	-	-	29	24	2	2
その他の非流動負債	-	-	1	1	26	27	3	2	-	-	2	1
流動負債	-	-	1	2	2	3	1	1	11	9	59	51
流動金融債務	-	-	-	-	-	-	-	-	7	5	-	-
その他の流動負債	-	-	1	2	2	3	1	1	4	4	59	51
純資産及び負債合計	**14**	**15**	**13**	**16**	**83**	**85**	**23**	**21**	**67**	**63**	**107**	**96**

百万ユーロ

	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.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
収益	-	-	5	8	-	7	10	4	14	17	53	78
償却及び減損損失	-	-	(2)	(2)	-	(3)	(3)	(3)	(5)	(6)	(1)	(1)
金融収益	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
金融費用	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(1)	-	-
税引前利益/(損失)	**(1)**	**(1)**	**1**	**4**	**-**	**1**	**7**	**2**	**(1)**	**1**	**(13)**	**(10)**
法人税	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	3	3
継続事業の年間業績	**(1)**	**(1)**	**1**	**3**	**-**	**1**	**7**	**2**	**(1)**	**1**	**(10)**	**(7)**
非継続事業の税引後業績	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
その他の包括利益	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**1**	**-**	**-**
包括利益合計	**(1)**	**(1)**	**1**	**3**	**-**	**1**	**7**	**2**	**(2)**	**2**	**(10)**	**(7)**

このデータは各企業からの情報に対応している。

Gorona del Viento El Hierro, S.A.

2023年度において、Gorona del Viento El Hierro, S.A.の株式23.2%（6百万ユーロ）の損失は、エネルギー政策・鉱山総局によって承認された水力発電所の年間標準運転時間の更新に基づき、同社が獲得した保証電力に対する報酬の減少に伴う損失を反映したものである。

Endesa X Way, S.L.

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
純資産	**44**	**42**
純資産に対する比率 (49%)	21	20
のれん	102	102
持分法適用投資	**123**	**122**

ジョイント・ベンチャー

2024年12月31日及び2023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通りである。

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.	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
非流動資産	22	23	-	-	-	1	4	17	59	60
流動資産	77	77	123	122	24	22	42	40	20	15
現金及び現金同等物	53	55	-	-	3	12	29	24	16	11
その他の流動資産	24	22	123	122	21	10	13	16	4	4
資産合計	**99**	**100**	**123**	**122**	**24**	**23**	**46**	**57**	**79**	**75**
株主持分	55	60	122	122	10	9	33	26	36	38
非流動負債	35	30	-	-	10	10	-	-	26	21
非流動金融債務	-	-	-	-	-	-	-	-	4	5
その他の非流動負債	35	30	-	-	10	10	-	-	22	16
流動負債	9	10	1	-	4	4	13	31	17	16
流動金融債務	-	-	-	-	-	-	-	-	7	5
その他の流動負債	9	10	1	-	4	4	13	31	10	11
純資産及び負債合計	**99**	**100**	**123**	**122**	**24**	**23**	**46**	**57**	**79**	**75**

百万ユーロ

	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.	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
収益	3	4	-	-	13	15	45	44	14	18
償却及び減損損失	(1)	(1)	-	-	-	-	(14)	(15)	(3)	(3)
金融収益	-	-	-	-	1	-	1	1	-	-
金融費用	2	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	-
税引前利益/(損失)	**(4)**	**(6)**	**-**	**(8)**	**2**	**(5)**	**11**	**15**	**5**	**10**
法人税	-	-	-	-	-	-	(4)	(5)	(2)	(2)
継続事業の年間業績	**(4)**	**(6)**	**-**	**(8)**	**2**	**(5)**	**7**	**10**	**3**	**8**
非継続事業の税引後業績	**-**	**-**	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**-**	-
その他の包括利益	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5**	**1**	**-**	**-**	**-**
包括利益合計	**(4)**	**(6)**	**-**	**(8)**	**2**	**-**	**8**	**10**	**3**	**8**

ジョイント・ベンチャーの資本データは、個々の会社の情報に対応している。

Front Marítim del Besòs, S.L.

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、Front Marítim del Besòs, S.L.の持分の帳簿価額と当社の財務情報との調整は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
純資産	**122**	**122**
純資産比率 (61.37%)	75	75
減損(1)	(45)	(45)
持分法適用投資	**30**	**30**

(1) Endesa Generación, S.A.U.の持分割合に応じて、同社が所有するSant Adrià de Besòs (Barcelona) のTres Chimeneas (Tres Chimeneas) 用地の一部について同社が拠出した費用の消去。

Nuclenor

2024年度及び2023年度において、Nuclenor, S.A.の50%持分の業績は、Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.S.M.E. (Enresa) への譲渡及び工場解体開始において提供されたサービスの調整により、それぞれ1百万ユーロ及び4百万ユーロに増加した。さらに、2023年には、第三者との将来的なコミットメントや人的資産及び負債を満たすために発生すると見積っていた超過費用の一部取崩し計上も行われた。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、連結財政状態計算書の「非流動引当金」負債項目には、前述のSanta Maria de Garoña工場の閉鎖までに発生すると見積られる超過費用を補填するために計上された引当金が含まれている(注記36.3参照)。

その他の企業

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	関連会社		ジョイント・ベンチャー	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
継続事業の年間業績	5	(9)	17	22
非継続事業の税引後業績	-	-	-	-
その他の包括利益	(2)	4	4	(4)
包括利益合計	3	(5)	21	18

26.2.ジョイント・オペレーション

2024年12月31日及び2023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・オペレーションの財務諸表情報は以下の通りである。

百万ユーロ

	財政状態計算書			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
非流動資産	98	68	6	6
流動資産	82	63	2	1
現金及び現金同等物	-	-	1	1
その他の流動資産	82	63	1	-
資産合計	**180**	**131**	**8**	**7**
株主持分	16	16	1	1
非流動負債	50	28	-	-
非流動金融債務	-	-	-	-
その他の非流動負債	50	28	-	-
流動負債	114	87	7	6
流動金融債務	-	-	2	2
その他の流動負債	114	87	5	4
純資産及び負債合計	**180**	**131**	**8**	**7**

百万ユーロ

	損益計算書			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
収益	258	231	-	-
償却及び減損損失	-	-	-	-
金融収益	-	-	-	-
金融費用	1	(1)	-	-
税引前利益/(損失)	**(13)**	**4**	**-**	**-**
法人税	-	-	-	-
継続事業の年間業績	**(13)**	**4**	**-**	**-**
非継続事業の税引後業績	**-**	**-**	**-**	**-**
その他の包括利益	**13**	**(4)**	**-**	**-**
包括利益合計	**-**	-	**-**	-

2024年度及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
営業活動による正味キャッシュ・フロー	20	3
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(20)	(2)
財務活動による正味キャッシュ・フロー	-	1

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、エンデサはジョイント・オペレーションに関して重要な偶発債務を負っていない。

注記27.顧客との契約から生じる資産及び負債

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
顧客契約資産	27.1	-	12	-	4
顧客契約負債	27.2	4,413	487	4,348	427

27.1.顧客との契約から生じる流動及び非流動資産

2024年度及び2023年度において、連結財政状態計算書のこれらの項目に基づく取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度(1)	2023年度(1)
期首残高	**4**	**8**
廃炉	(46)	(28)
純損益への配分	54	24
期末残高	**12**	**4**

(1) 純額には、2024年度及び2023年度にそれぞれ3百万ユーロ及び2百万ユーロの価値調整が含まれる（注記40.1.3参照）。

2024年12月31日及び2023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.（REE）との間で締結された建設契約に関連しており、2028年まで有効であると予想される。

2024年12月31日現在、エンデサは、Red Eléctrica de España, S.A.U.（REE）との間で締結された建設契約に関連する19百万ユーロ（2023年12月31日現在は15百万ユーロ）の将来のサービス提供に関するコミットメントを正式に決定している（注記47参照）。

27.2.顧客との契約から生じる非流動負債及び流動負債

2024年12月31日及び2023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通りである。

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
2022年12月31日現在残高	**4,242**	**58**	**4,300**
追加	196	9	205
純損益への配分	-	-	-
短期譲渡及びその他	(159)	2	(157)
2023年12月31日現在残高	**4,279**	**69**	**4,348**
追加	246	19	265
純損益への配分	-	-	-
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**

2024年度及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
期首残高		**427**	**294**
純損益への配分	9.2	(187)	(178)
振替及びその他		247	311
期末残高		**487**	**427**

注記28.その他の非流動金融資産

2024年12月31日及び2023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通りである。

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**

百万ユーロ

	2022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	2023年12月31日現在残高
貸付金及びその他の債権	1,177	63	(643)	-	82	-	679
資本性金融商品	8	-	-	-	-	-	8
減損	(25)	-	1	-	-	-	(24)
合計	**1,160**	**63**	**(642)**	**-**	**82**	**-**	**663**

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
1年以上3年未満	241	114
3年以上5年未満	50	23
5年以上	538	526
合計	**829**	**663**

28.1.貸付金及びその他の債権

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
非半島領土 (NPT) における発電コスト超過の補償	6	117	85
債券及び保証金	37	433	434
スタッフ・ローン		78	80
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	40.1.1、46.2	66	3
再生可能エネルギー投資に対する報酬		73	-
資産として認識される金融保証	3.2h.6、30、35.1.12	49	47
その他の金融資産		30	30
評価調整	40.1.3	(23)(1)	(22)
合計		**823**	**657**

(1) 関連会社、ジョイント・ベンチャー及びジョイント・オペレーションに対する債権の価値調整額2百万ユーロを含む。

債券及び預金

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、「債券及び預金」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37参照）。

再生可能エネルギー投資に対する報酬

2024年12月31日現在、この項目には、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制する2014年6月6日付勅令413/2014の第22条にしたがって、市場における価格乖離の調整値によって当半期に生成された正味のプラスの金額が含まれる。これは、エネルギー市場価格の将来の推移に関する最善の推定によれば、規制上の耐用年数中に投資収益率（Rinv）が得られるタイプ（IT）の設備に関連している（注記6及び38参照）。

資産として認識される金融保証

2024年12月31日及び2023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

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在残高	2025年流動満期(注30)	非流動満期					
				2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	合計
ユーロ		77	11	59	-	-	7	-	66
外国通貨		-	-	-	-	-	-	-	-
合計	46.2	**77**	**11**	**59**	**-**	**-**	**7**	**-**	**66**

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在残高	2024年流動満期(注30)	非流動満期					
				2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	合計
ユーロ		71	68	-	-	-	-	3	3
外国通貨		-	-	-	-	-	-	-	-
合計	46.2	**71**	**68**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3**	**3**

2024年度と2023年度におけるこれらの貸付金の平均金利は、それぞれ5.1%と5.6%であった。

28.2.資本性金融商品

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、このカテゴリーには、それぞれ6百万ユーロの評価額の、減損控除後の他社持分を表す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29.その他の非流動資産

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
配電事業による報酬	6	391	333
その他の資産(1)		98	53
評価調整		(3)	-
合計		**486**	**386**

(1) 2024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年金数理債務と資産の時価との差額から生じる剰余金の帳簿価額71百万ユーロ（2023年12月31日現在は41百万ユーロ）が含まれる（注記36.1参照）。

注記30.その他の流動金融資産

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
スペインにおける規制活動からの収入不足の資金調達とその他の規制報酬	6	201	-
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	6	247	473
ガス向けラストリゾート・タリフの引上上限	6	-	5
スタッフ・ローン		14	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	40.1.1、46.2	11	68
資産として認識される金融保証	34.1.12	302	1,173
その他の金融資産		200	46
評価調整	40.1.3	(1)	(2)
合計		**974**	**1,777**

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

2024年12月31日及び2023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302百万ユーロ及び1,173百万ユーロの金融保証に相当する。

注記31.棚卸資産

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
エネルギー商品：	739	709
石炭	6	10
核燃料	360	255
燃料	116	93
ガス	257	351
その他の棚卸資産	367	377
二酸化炭素（CO_2）排出枠	694	884
原産地保証及びその他の環境証書	52	120
評価調整	(21)	(30)
合計	**1,831**	**2,060**

31.1.二酸化炭素 (CO_2) 排出枠

2024年度及び2023年度には、2023年度及び2022年度の二酸化炭素 (CO_2) 排出枠が償還され、それぞれ927百万ユーロ及び869百万ユーロ (それぞれ12百万トン及び13百万トン) の認識が中止された。

2024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_2) 排出量を賄うための排出枠引当金は716百万ユーロ (2023年12月31日現在917百万ユーロ) である (注記36.3参照)。

31.2.原産地保証及びその他の環境証書

2024年度及び2023年度には、2023年度及び2022年度の原産地保証が償還され、それぞれ148百万ユーロ及び76百万ユーロ (それぞれ26,255GWh及び22,939GWh) の認識が中止された。

2024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58百万ユーロ (2023年12月31日現在161百万ユーロ) である (注記36.3参照)。

31.3.購入約定

2024年12月31日現在、棚卸資産の購入に関する契約総額は、「テイク・オア・ペイ」条項付きの契約に関連するものを含め、18,252百万ユーロ (2023年12月31日現在、18,848百万ユーロ) である。詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在の将来の購入約定 (1)						
	二酸化炭素 (CO_2) 排出枠	電力	核燃料	燃料	ガス	その他	合計
2025年 - 2029年	34	-	490	697	7,227	68	8,516
2030年 - 2034年	-	-	47	-	5,599	-	5,646
2035年 - 2039年	-	-	2	-	4,088	-	4,090
2040年以降	-	-	-	-	-	-	-
合計	**34**	**-**	**539**	**697**	**16,914**	**68**	**18,252**

(1) 当該金額はいずれもジョイント・ベンチャーには該当しない。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、在庫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46.1.2参照)。

「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在庫を消費し続けると思われる (注5.2参照)。

また、液化天然ガスの長期供給契約における価格見直しの過程で、取引相手である液化天然ガス生産会社が2023年3月にEndesa Generación, S.A.U.に対して仲裁を開始した。彼らは、2024年9月30日時点で約650百万米ドル (USD) の支払いを要求している。2024年11月28日、ロンドンの仲裁裁判所はこの主張を全面的に退けた。

当社の取締役は、エンデサがこれらの契約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。

31.4.その他の情報

評価調整

2024年度及び2023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。

2024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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、エンデサ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32.営業債権及びその他の債権

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
売上債権及びその他の債権	40	**4,194**	**4,912**
販売及びサービスに対する売上債権		4,006	4,609
電力販売による売上債権		3,058	3,181
ガス販売による売上債権		657	1,064
その他の取引による売上債権		242	306
グループ会社及び関連会社からの売上債権	46.1.3、46.2	49	58
その他の債権		757	895
配電事業による報酬		347	283
その他の第三者債権		372	559
グループ会社及び関連会社からのその他の債権	46.1.3、46.2	38	53
評価調整	40.1.3	(569)	(592)
販売及びサービスに対する売上債権		(488)	(488)
その他の債権		(81)	(104)
税金資産		**684**	**545**
当期法人税		265	233
付加価値税（VAT）債権		374	304
その他の税金		45	8
合計		**4,878**	**5,457**

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。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、エンデサの総売上高又は売掛金に関して重要な残高を有する個別の顧客は存在しない（注記41.6参照）。

顧客へのエネルギー供給と請求保留

通常の検針期間と年度末のずれのため、エンデサは、商業化会社であるEndesa Energía, S.A.U.、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía, S.L.U.、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、これらは請求保留中である。

2024年12月31日現在、顧客への最終請求待ちの電力及びガス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」にそれぞれ1,400百万ユーロ及び376百万ユーロ（2023年12月31日現在はそれぞれ1,533百万ユーロ及び476百万ユーロ）含まれている（注記3.2p.1参照）。

ファクタリング業務

2024年度及び2023年度には、ファクタリング取引が実施され、2024年12月31日及び2023年12月31日時点で未返済の金額は、それぞれ1,081百万ユーロ及び1,630百万ユーロであった。これらの金額は連結財政状態計算書から認識を中止している。これらの取引により、それぞれ29百万ユーロ及び49百万ユーロの費用が発生し、連結損益計算書の「業績」に計上された（注記16.1参照）。

平均回収期間

2024年度の平均顧客回収期間は50日（2023年度は45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

2024年12月31日及び2023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33.現金及び現金同等物

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
手許現金及び銀行預金	78	1,281
その他の現金同等物	762	825
合計	840	2,106

短期現金投資は、取得日から3カ月以内に満期を迎える。2024年12月31日及び2023年12月31日現在、「その他の現金同等物」には、それぞれ合計762百万ユーロ及び825百万ユーロの市場金利付預金が含まれている。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	通貨	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
ユーロ	838	2,103
米ドル（USD）	1	2
英国ポンド（GBP）	1	1
合計	840	2,106

その他の情報

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、ソブリン債のプレースメントはない。

2024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され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5百万ユーロ（2023年12月31日時点では5百万ユーロ）が含まれている（注記40.4.3参照）。

注記34.株主持分

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
親会社持分合計	34.1	**8,110**	**7,017**
資本金	34.1.1	1,271	1,271
資本剰余金	34.1.2	89	89
法定準備金	34.1.3	254	254
再評価準備金	34.1.4	404	404
その他の準備金	34.1.5	106	106
（自己株式）	34.1.8	(4)	(4)
利益剰余金	34.1.9	6,785	5,876
中間配当	34.1.10	(529)	(529)
その他の純資本性金融商品		5	5
数理計算利得損失準備金	34.1.7	(157)	(199)
評価調整		(114)	(256)
為替換算差額		-	(1)
未実現資産・負債再評価準備金	34.1.6	(114)	(255)
非支配株主持分合計	34.2	**943**	**187**
資本合計		**9,053**	**7,204**

34.1.純資産：親会社持分

34.1.1.資本金

2024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。2024年度及び2023年度において、これらの数値に変更はない。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、エネル・グループはEnel Iberia, S.L.U.を通じてエンデサS.A.の株式資本の70.1%を保有している（注記1参照）。

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。

34.1.2.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。スペイン会社法の結合法文第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、2024年12月31日現在、資本剰余金のうち29百万ユーロは、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（2023年12月31日現在31百万ユーロ）。

34.1.3.法定準備金

スペイン会社法の結合法文セクション274に従い、年間利益の10%に相当する金額を、当該準備金が株式資本の少なくとも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。

2024年12月31日及び2023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。

34.1.4.再評価準備金

「再評価準備金」は、1996年6月7日付勅令法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日付勅令法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、2024年12月31日現在、資本剰余金のうち179百万ユーロは、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（2023年12月31日現在、193百万ユーロ）。

34.1.5.その他の準備金

2024年12月31日及び2023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。

34.1.6.未実現資産・負債再評価準備金

2024年度及び2023年度において、この準備金の取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	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事業	2024年12月31日現在
ヘッジ取引	(244)	(248)	388	-	(104)
金利デリバティブ	28	4	(20)	-	12
為替レート・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)**

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	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事業	2023年12月31日現在
ヘッジ取引	(3,176)	1,568	1,364	-	(244)
金利デリバティブ	80	(16)	(36)	-	28
為替レート・デリバティブ	63	(27)	(47)	-	(11)
エネルギー商品デリバティブ	(3,319)	1,611	1,447	-	(261)
ジョイント・ベンチャー及び関連会社に対する投資	(11)	-	-	-	(11)
合計	**(3,187)**	**1,568**	**1,364**	**-**	**(255)**

34.1.7.数理計算利得損失準備金

2024年12月31日及び2023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36.1参照）。

34.1.8.自己株式

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46.3参照）。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。2024年9月30日に、エンデサS.A.は、「2020-2022年戦略的インセンティブ・プラン」及び「2021-2023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33,442株が、総額1百万ユーロ未満のプラン受益者に分配された。上記の結果、2024年12月31日現在、199,096株が親会社の所有となっている。

柔軟な株式報酬プログラム

同様に、当社取締役会は、2024年3月19日開催の取締役会で、2020年5月5日開催の当社株主総会で承認された権限に従い、従業員への株式報酬計画に関連して2024年2月27日開催の当社取締役会で承認に従い、「機動的株式報酬プログラム」の実行を決議した。当該暫定的株式買戻しプログラムは、2024年度にエンデサの総括的報酬枠組みの一部として当社の株式で給与の一部を受け取ることを選択したスペインのエンデサの従業員を対象に、機動的株式報酬プログラムの下で義務を遵守するために株式を取得することを目的としている。暫定的自社株買戻しプログラムは、従業員が要求する金銭的金額を補填するために必要な株式数を含む。

前述のプログラムの枠内で、2024年にエンデサS.A.は親会社の自己株式825,386株を14百万ユーロで取得したが、2024年12月31日現在、このうち599株が親会社の手元に残っている。

同様のプログラムに基づき、2023年及び2022年にエンデサS.A.は親会社の株式を取得したが、2024年12月31日現在、1,351株及び790株が親会社の手元に残っている。

エンデサS.A.の自己株式

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、エンデサS.A.の自己株式は以下の通りである。

	株式数	額面価額 (ユーロ/株)	資本金合計に対する比率 (%)	平均取得費用 (ユーロ/株)	取得費用合計 (ユーロ)
2024年12月31日現在の自己株式	**201,836**	**1.2**	**0.01906**	**19.25**	**3,884,627**
戦略的インセンティブ・プラン	199,096	1.2	0.01880	19.25	3,832,202
柔軟な株式報酬プログラム	2,740	1.2	0.00026	19.13	52,425
2023年12月31日現在の自己株式	**234,679**	**1.2**	**0.02217**	**19.25**	**4,518,265**
戦略的インセンティブ・プラン	232,538	1.2	0.02197	19.25	4,475,783
柔軟な株式報酬プログラム	2,141	1.2	0.00020	19.84	42,482

34.1.9.利益剰余金

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の引当金の詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
任意積立金	702	702
合併積立金	676	676
その他の無制限積立金	26	26
その他利益剰余金	6,083	5,174
合計	**6,785**	**5,876**

合併準備金は当社の会社再編業務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73百万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、それぞれ676百万ユーロ及び76百万ユーロが制限されている）。

34.1.10.配当

2024年度

2024年11月15日に開催されたエンデサS.A.の取締役会において、エンデサS.A.の株主は、2024年の利益に対して1株当たり0.5ユーロの中間配当金を支払うことに合意し、2025年1月8日に529百万ユーロが支払われた（注記39参照）。この中間配当金は2024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、以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年11月1日から2025年10月31日
期首時点において利用可能	**5,734**
手許現金、銀行預金及び現金同等物	33
グループ会社との間で利用可能なローン	5,701
現金の増加	**3,062**
通常活動による	210
金融取引による	2,852
現金の減少	**(2,724)**
通常活動による	(42)
金融取引による	(2,682)
期末時点において利用可能	**6,072**
2024年度決算に基づく中間配当案	**529**

この金額は、2024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。

2023年度

2024年4月24日に開催されたエンデサS.A.の株主総会において、2023年の利益及び利益剰余金に対し、1株当たり1ユーロ、総額1,058百万ユーロの配当金を支払うことが承認された。

百万ユーロ

	注記	承認日	総1株当たりユーロ	金額	支払日
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
2023年度利益に対する配当金	**45.3**		**1**	**1,058**	

前へ　次へ

34.1.11.連結その他の包括利益計算書で認識された純損益

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在			2024年度の変動					2024年12月31日現在		
		合計	親会社持分	非支配株主持分	評価別損益	純損益への振替額	税効果(注記18)	その他	パートナー又は所有者とのその他の事業	合計	親会社持分	非支配株主持分
当期純損益に再分類されない項目		**(197)**	**(197)**	**-**	**52**	**-**	**(10)**	**-**	**-**	**(155)**	**(155)**	**-**
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	(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たその他のグローバル業績に対する持分		2	2	-	-	-	-	-	-	2	2	-
その他の包括利益を通じた資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期純損益に再分類されないその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
後に当期純損益として再分類される可能性のある項目		**(255)**	**(256)**	**1**	**(331)**	**520**	**(47)**	**(1)**	**-**	**(114)**	**(114)**	**-**
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業績に対する持分		(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ものとして指定した負債性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
後に当期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		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		**(452)**	**(453)**	**1**	**(279)**	**520**	**(57)**	**(1)**	**-**	**(269)**	**(269)**	**-**

百万ユーロ

	注記	2022年12月31日現在			2023年度の変動					2023年12月31日現在		
		合計	親会社持分	非支配株主持分	評価別損益	純損益への振替額	税効果(注記18)	その他	パートナー又は所有者とのその他の事業	合計	親会社持分	非支配株主持分
当期業績に再分類されない項目		**(190)**	**(190)**	**-**	**(11)**	**-**	**2**	**2**	**-**	**(197)**	**(197)**	**-**
有形・無形資産の再評価/(戻入)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
数理計算上の利益及び損失	36.1	(190)	(190)	-	(13)	-	2	2	-	(199)	(199)	-
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業績に対する持分		-	-	-	2	-	-	-	-	2	2	-
その他の包括利益を通じた資本性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
当期業績に再分類されないその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
後に当期純損益に再分類される可能性のある項目		**(3,187)**	**(3,188)**	**1**	**2,087**	**1,822**	**(977)**	**-**	**-**	**(255)**	**(256)**	**1**
ヘッジ取引		(3,175)	(3,176)	1	2,087	1,822	(977)	-	-	(243)	(244)	1
為替換算差額		(1)	(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業績に対する持分		(11)	(11)	-	-	-	-	-	-	(11)	(11)	-
その他の包括利益を通じて公正価値で測定するものとして指定した負債性金融商品		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
後に当期業績に再分類されるその他の収益及び費用		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計		**(3,377)**	**(3,378)**	**1**	**2,076**	**1,822**	**(975)**	**2**	**-**	**(452)**	**(453)**	**1**

前へ　次へ

34.1.12.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、2024年12月31日及び2023年12月31日現在のレバレッジ比率は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	レバレッジ	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
正味金融債務:		**9,298**	**10,405**
非流動金融債務	40.3	9,881	9,636
流動金融債務	40.3	613	4,091
金融資産として認識されるデリバティブ債務	43	36	61
現金及び現金同等物	33	(840)	(2,106)
資産として認識されるデリバティブ債務	43	(41)	(57)
資産として認識される金融保証	28.1、30	(351)	(1,220)
資本:	**34**	**9,053**	**7,204**
親会社持分	34.1	8,110	7,017
非支配株主持分	34.2	943	187
レバレッジ(%) (1)		**102.71**	**144.43**

(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でき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41.4参照)。

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。

2024年度及び2023年度において、以下の配当が承認され、分配された(注記34.1.10参照)。

百万ユーロ

	注記	配当の承認及び分配			
		承認日	総1株当たりユーロ	金額	支払日
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
2023年の利益に対する配当金	45.3		**1**	**1,058**	
配当金		2023年4月28日	1.5854	1,678	2023年7月3日
2022年の利益に対する配当金	45.3		**1.5854**	**1,678**	

2024年12月31日及び2023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）は以下の通りである。

	信用格付け						
	2024年12月31日現在(1)				2023年12月31日現在(1)		
	非流動	流動	見通し	最終報告日	非流動	流動	見通し
Standard & Poor's	BBB	A-2	安定的	2025年1月10日	BBB	A-2	安定的
Moody's	Baa1	P-2	安定的	2024年6月6日	Baa1	P-2	ネガティブ
Fitch	BBB+	F2	安定的	2025年2月7日	BBB+	F2	安定的

(1) 連結財務諸表作成日現在。

親会社の取締役は、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。

34.1.13.子会社株式に対する資金及び担保の処分制限

2024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は、その財務契約に、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。

2024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32百万ユーロ（2023年12月31日現在39百万ユーロ）である（注記20.4、40.4.3及び47参照）。

34.2.純資産：非支配株主帰属持分

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在残高	支払配当金	当期利益/(損失)	投資又は拡張(1)	売却又は削減(2)	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.(3)	3	-	-	-	-	-	3
Enel Green Power Solar 1, S.L.	-	-	-	769	-	-	769
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
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	89	(7)	4	-	(1)	-	85
合計	**187**	**(17)**	**5**	**769**	**(1)**	**-**	**943**

(1) Masdar España Renewables 1, S.L.への売却後、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49.99%を769百万ユーロで認識。（注記7参照）。

(2) Bosa del Ebro S.L.のメンバ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.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、清算することなく消滅する逆さ合併が登記された。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）。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在残高	支払配当金	当期利益/(損失)	投資又は拡張	売却又は削減(1)	その他の取引	2023年12月31日現在残高
Aguilón 20, S.A.	27	(7)	1	-	-	-	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	-	-	-	-	-	3
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	13	(4)	1	-	-	-	10
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	26	-	1	-	-	-	27
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	33	(8)	9	-	-	-	34
その他	96	(8)	8	-	(7)	-	89
合計	**201**	**(27)**	**20**	**-**	**(7)**	**-**	**187**

(1) Bosa del Ebro S.L.及びTauste Energia Distribuida, S.L.のメンバーからの資金返却(それぞれ4百万ユーロ及び3百万ユーロ)に対応する(注記45.3参照)。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の「非支配株主持分に帰属する純資産」の残高は、主にEnel Green Power España, S.L.U.が保有する非支配株主持分を反映している。

2024年12月31日及び2023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、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通りである。

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.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在(1)	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
非流動資産	78	77	108	116	1,725		8	8	29	28	86	87	107	108
流動資産	11	10	7	6	56		2	2	1	7	5	5	11	25
資産合計	**89**	**87**	**115**	**122**	**1,781**		**10**	**10**	**30**	**35**	**91**	**92**	**118**	**133**
株主持分	43	44	92	98	1,540		7	6	25	27	64	64	60	82
非流動負債	33	31	16	18	176		2	2	4	7	11	11	36	36
流動負債	13	12	7	6	65		1	2	1	1	16	17	22	15
純資産及び負債合計	**89**	**87**	**115**	**122**	**1,781**		**10**	**10**	**30**	**35**	**91**	**92**	**118**	**133**

(1) Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.への対応

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.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度(1)	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
収益	6	12	12	28	179		3	4	5	18	7	31	13	55
税引前利益/(損失)	**(1)**	**4**	**8**	**5**	**57**		**-**	**1**	**1**	**14**	**-**	**23**	**6**	**36**
継続事業の年間業績	**(1)**	**3**	**7**	**4**	**42**		**-**	**1**	**1**	**10**	**-**	**17**	**4**	**27**
非継続事業の税引後業績	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
その他の包括利益	-	-	-	-	(2)		-	-	-	-	-	-	-	-
包括利益合計	**(1)**	**3**	**7**	**4**	**40**		**-**	**1**	**1**	**10**	**-**	**17**	**4**	**27**

(1) Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.への対応

百万ユーロ

	連結キャッシュ・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.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度 (1)	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
営業活動による正味キャッシュ・フロー	1	3	10	20	86		1	2	2	2	4	7	14	18
投資活動による正味キャッシュ・フロー	-	-	(7)	(20)	(186)		(1)	(1)	(5)	(1)	(4)	(6)	(1)	-
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(2)	(20)	(3)	-	100		-	-	(3)	(11)	-	-	(19)	(37)

(1) Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.への対応

2024年12月31日現在の持分データは、Enel Green Power España Solar 1, S.L.に関するものを除き、各社の情報に対応している。

2023年12月31日現在の持分データは、Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.に関するものを除き、各社の情報に対応している。

注記35.補助金

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	資本補助金
2022年12月31日現在残高		**238**
追加		5
純損益への配分	9.2	(16)
2023年12月31日現在残高		**227**
追加		51
純損益への配分	9.2	(29)
2024年12月31日現在残高		**249**

「資本補助金」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州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。

また、2024年度には、復興・変革・回復計画（PRTR）に基づき、欧州基金からの援助が認識され、その額は26百万ユーロに達した。

2024年12月31日及び2023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36.引当金

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
従業員給付引当金		227	-	268	-
年金及びその他の類似債務に係る引当金	36.1	204	-	238	-
その他の従業員給付		23	-	30	-
労働力再編費用引当金		462	162	536	207
解雇手続	36.2.1	6	23	9	25
任意退職契約	36.2.2	456	139	527	182
その他の引当金	36.3	2,069	873	2,051	1,170
合計		**2,758**	**1,035**	**2,855**	**1,377**

36.1.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。

数理計算上の負債の正味額及び総額

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
数理計算上の負債	430	585
影響を受ける資産	(297)	(388)
数理計算上の負債超過額	**133**	**197**

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
年金及びその他の類似債務に係る引当金	36	204	238
その他の非流動資産	29	(71)	(41)
数理計算上の負債超過額		**133**	**197**

2024年12月31日及び2023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通りである。

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**
純利息費用	16	(1)	7	-	6
当期サービス費用	12	3	1	-	4
当期給付支給		-	-	-	-
当期拠出金		(14)	(12)	-	(26)
その他の取引		4	-	-	4
人口統計学的仮定の変更による数理計算上の損失（利益）		-	-	-	-
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)
数理計算上の正味負債期末残高		**(71)**	**203**	**1**	**133**

百万ユーロ

	注記	2023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		**27**	**212**	**1**	**240**
純利息費用	16	1	8	-	9
当期サービス費用	12	4	1	-	5
当期拠出金		(59)	(14)	-	(73)
その他の取引		3	-	-	3
財務上の仮定の変更による数理計算上の損失（利益）		22	7	-	29
経験による数理計算上の損失（利益）		6	(12)	-	(6)
利息控除後年金資産に係る数理計算上の収益		(10)	-	-	(10)
数理計算上の正味負債期末残高		**(6)**	**202**	**1**	**197**

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	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	**382**	**202**	**1**	**585**
金融費用	10	7	-	17
当期サービス費用	3	1	-	4
当期給付支給	(43)	(12)	-	(55)
人口統計学的仮定の変更による数理計算上の損失（利益）	-	-	-	-
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	(114)			(114)
連結範囲の変更				-
その他の取引	4	-	-	4
数理計算上の負債期末残高	**226**	**203**	**1**	**430**

2024年度に「未払給付金の引受け」として計上された金額114百万ユーロは、被保険債務についてエンデサが引き受けたリスクを完全に排除するために、この期間に引き受けた確定給付債務の引受けのための保険料の支払いに関連する。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。

百万ユーロ

	2023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	**376**	**212**	**1**	**589**
金融費用	14	8	-	22
当期サービス費用	4	1	-	5
当期給付支給	(43)	(14)	-	(57)
財務上の仮定の変更による数理計算上の損失（利益）	22	7	-	29
経験による数理計算上の損失（利益）	6	(12)	-	(6)
その他の取引	3	-	-	3
数理計算上の負債期末残高	**382**	**202**	**1**	**585**

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年度			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
影響を受ける資産の当初時価	**388**	**-**	**-**	**388**
期待利益	11	-	-	11
当期拠出金	14	12	-	26
当期給付支給	(43)	(12)	-	(55)
数理計算上の（損失）利益	41	-	-	41
未払給付保険	(114)	-	-	(114)
影響を受ける資産の最終時価(1)	**297**	**-**	**-**	**297**

(1) 年金制度以外の退職後給付は含まない。

百万ユーロ

	2023年度			
	年金	エネルギー	ヘルスケア	合計
影響を受ける資産の当初時価	**349**	**-**	**-**	**349**
期待利益	13	-	-	13
当期拠出金	59	14	-	73
当期給付支給	(43)	(14)	-	(57)
数理計算上の（損失）利益	10	-	-	10
影響を受ける資産の最終時価(1)	**388**	**-**	**-**	**388**

(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その他の包括利益計算書への影響

2024年度及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
確定給付		**(12)**	**(14)**
当期の勤務費用(1)	12	(4)	(5)
正味金融費用	16	(6)	(9)
その他の当期費用	12	(2)	-
確定拠出		**(40)**	**(35)**
当期の勤務費用(2)	12	(40)	(35)
合計		**(52)**	**(49)**

(1) 2024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」に移管された(2023年度は4百万ユーロ)。
(2) 2024年度には、従来「労働力再編当金繰入額」として引当計上されていた早期退職者に対応する当期の費用15百万ユーロが含まれる(2023年度は21百万ユーロ)。

2024年度及び2023年度において、確定給付年金引当金としてその他の連結包括利益で認識された金額は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
利息控除後年金資産に係る数理計算上の収益		41	18
数理計算上の利益及び損失		11	(31)
合計	35.1.11	**52**	**(13)**

2024年12月31日現在、入手可能な最善の見積りによれば、2025年度の確定給付制度を充足するための拠出予定額は約4百万ユーロである(2023年12月31日現在、2024年度の確定給付制度を充足するための拠出額は26百万ユーロ)。

影響を受ける資産

2024年12月31日及び2023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通りである。

比率(%)

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
固定利付資産(1)	48	47
株式(1)	30	28
不動産及びその他の投資	22	25
合計	**100**	**100**

(1) 2024年12月31日現在合計8百万ユーロ(2023年12月31日現在11百万ユーロ)のエネル・グループ会社の株式及び債券を含む。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

国	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
米国	41	52
スペイン	11	13
フランス	10	11
イタリア	10	7
ドイツ	5	8
ルクセンブルグ	3	2
イギリス	2	2
オランダ	1	4
ベルギー	1	2
その他	58	81
合計	**142**	**182**

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

国	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
スペイン	5	5
イタリア	8	4
フランス	3	3
ドイツ	1	2
ベルギー	-	2
その他	28	39
合計	**45**	**55**

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。2024年度の実績平均リターンは7.40%のプラスであった（2023年度は6.88%のプラス）。

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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在における未付保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通りである。

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
死亡率表	PERM / FCOL2020	PERM/FCOL2020
金利	3.43% - 3.50 %	3.30% - 3.32%
年金資産の期待収益率	3.47 %	3.31%
給与見直し(1)	1.00%	1.00%
医療費の増加	4.18%	5.14%

(1) 昇給率を予測するためのベンチマークパーセント

2024年12月31日及び2023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）。

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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、主な数理計算上の仮定の変動に直面した場合の年金数理債務の感応度は、その他の変数は一定のままであった。

百万ユーロ

仮定	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	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ベーシス・ポイント引き下げ	16	12	26	11
金利50ベーシス・ポイント引き上げ	(14)	(11)	(24)	(10)
消費者物価指数（CPI）の50ベーシス・ポイント引き下げ (1)	(2)	Na	(3)	Na
消費者物価指数(CPI)の50ベーシス・ポイント引き上げ (1)	2	Na	3	Na
医療費1%増	Na	Na	Na	Na
現役従業員と年金受給者の平均余命の1年延長。	5	3	32	14

(1) 昇給率を予測する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。

2024年12月31日現在、予想コミットメント・フローにしたがって計算した平均加重期間は12.76年（2023年12月31日現在は13.45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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
1年	18	24
2年	19	26
3年	21	28
4年	23	31
5年	24	32
5年以降	634	831
合計	**739**	**972**

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
	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	297	210	47	40	388	262	86	40

レベル3に分類される資産の評価は、関連する管理会社からの評価報告書に基づいて決定される。

前へ　次へ

36.2.労働力再編費用引当金

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。

36.2.1.解雇手続

2024年12月31日現在、「Planes Mineros 2006-2012」と「Plan Minero 2016」の2種類の現行プランがあり、合計185人が早期退職している（2023年12月31日現在284人）。

2024年度及び2023年度におけるこの長期引当金の変動は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
期首残高		**9**	**14**
当期の損益計算書に計上された金額		**1**	**1**
人件費	12	-	(1)
業績	16	1	2
短期繰延及びその他		**(4)**	**(6)**
期末残高		**6**	**9**

2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の「流動性引当金」の項目には、解雇手続引当金に対応する23百万ユーロが含まれている（2023年12月31日現在では25百万ユーロ）。

数理計算上の仮定

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、これらの解雇手続に関する保険数理計算に用いられた仮定は以下の通りである。

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
金利	3.04%	3.14%
消費者物価指数（CPI）	2.09%	2.57%
死亡率表	PERM FCOL2020	PERM / FCOL2020

2024年12月31日及び2023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

2024年12月31日及び2023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ベーシック・ポイント引き下げる一方、その他の変数を一定に保ったとしても、財務上大きな影響はないとの結論に達した。

36.2.2.労働契約の自主停止又は終了に関する協定

2024年12月31日現在、契約停止契約の適用により、エンデサは会社への復帰を要求する権利を行使しないことをエンデサが約束した最大2,005人の従業員（2023年12月31日現在2,396人）に対し、595百万ユーロ（2023年12月31日現在709百万ユーロ）の引当金を計上している。

2024年度及び2023年度におけるこの長期引当金の取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
期首残高		**527**	**505**
当期の損益計算書に計上された金額		**47**	**202**
人件費	12	29	171
業績	16	18	31
短期融資及びその他		**(118)**	**(180)**
期末残高		**456**	**527**

2024年12月31日現在、連結財政状態計算書の「流動性引当金」の項目には、解雇手続引当金に対応する139百万ユーロが含まれている（2023年12月31日現在、182百万ユーロ）。

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）。

2024年12月31日現在、これらのデジタル化及び脱炭素化プランに関連する引当金の総残高は478百万ユーロ（2023年12月31日現在528百万ユーロ）である。

数理計算上の仮定

2024年12月31日及び2023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通りである。

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
金利	3.04%	3.14%
将来の補償の増加	1.00%	1.00%
その他の項目の増加	2.09%	2.57%
死亡率表	PERM/FCOL2020	PERM/FCOL2020

2024年12月31日及び2023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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、主な数理計算上の仮定の変動に直面し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、その他の変動要因は一定のままであった。

百万ユーロ

仮定	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	50ベーシス・ポイント増加	50ベーシス・ポイント減少	50ベーシス・ポイント増加	50ベーシス・ポイント減少
金利	(10)	11	(11)	11
保証とその他の概念	5	(5)	4	(4)

36.3.その他の引当金

2024年度及び2023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った。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在	営業費用		償還	業績(注記16.1)	有形固定資産に計上された純額(注記20)	支払	振替及びその他	2024年12月31日現在
		割当	戻入						
廃炉費用引当金	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_2)排出枠に関する規定	917	726	-	(927)	-	-	-	-	716
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	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)(1)	-	2	-	(21)	(1)	397
合計	**3,221**	**917**	**(154)**	**(1,075)**	**47**	**61**	**(74)**	**(1)**	**2,942**

(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14参照)。

百万ユーロ

	2022年12月31日現在	営業費用		償還	業績(注記16.1)	有形固定資産に計上された純額(注記20)	支払	振替及びその他	2023年12月31日現在
		割当	戻入						
廃炉費用引当金	1,796	26	(40)	-	50	(70)	(50)	-	1,712
原子力発電所	581	-	-	-	17	(27)	-	-	571
その他の発電所	1,129	26	(39)	-	31	(36)	(49)	1	1,063
メーターの廃止	81	-	(1)	-	2	(7)	-	(1)	74
鉱業閉鎖	5	-	-	-	-	-	(1)	-	4
二酸化炭素(CO_2)排出枠に関する規定	862	925	-	(869)	-	-	-	(1)	917
原産地保証及びその他の環境証書に関する引当金	81	157	-	(77)	-	-	-	-	161
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	460	40	(43)	-	-	-	(18)	(8)	431
合計	**3,199**	**1,148**	**(83)**	**(946)**	**50**	**(70)**	**(68)**	**(9)**	**3,221**

施設閉鎖費用引当金繰入額

エンデサは、一部の発電所及び特定の配電施設の解体に要する費用を計上している(注記3.2l.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、係る引当金には、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_2)排出権費用引当金

この引当金には、年度中に排出された二酸化炭素(CO_2)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_2)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_2)排出枠を放棄する義務がある(注記3.2l.3参照)。

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熱電供給から発電され、最終消費者に販売される電力と同等の原産地保証を国家市場競争委員会（ComisiónNacional de los Mercados y la Competencia- 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熱電供給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3.2l.4参照）。

注記37.その他の非流動負債

2024年12月31日及び2023年12月31日現在の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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
債券及び保証金	28.1	469	465
その他の支払債務		105	113
合計		**574**	**578**

注記38.その他の非流動及び流動金融負債

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	非流動		流動	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
金融債務の支払利息		-	-	83	103
再生可能エネルギー投資に対する報酬	28.1	64	8	14	1
合計		**64**	**8**	**97**	**104**

2024年12月31日現在、「その他の非流動金融負債」及び「その他の流動金融負債」の項目には、それぞれ64百万ユーロ及び14百万ユーロのマイナス額が含まれている。これらの金額は、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制する2014年6月6日付勅令413/2014の第22条に基づく市場価格の乖離の調整により、前半期に発生したものである。これらは、将来の市場価格動向の最善の予測に基づき、規制上の耐用年数中に投資収益率（Rinv）を受け取ることになるタイプ設備（TI）に関するものである。

注記39.営業債権及びその他の未払金

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
営業債務及びその他の流動負債:	40	**5,149**	**6,242**
サプライヤー及びその他の債権者		4,057	5,028 (1)
支払配当金	34.1.10	534	530
その他の支払債務		558	684
税金負債:		**916**	**661**
当期法人税		309	215
付加価値税(VAT)未払金		104	101
その他の税金		503	345
合計		**6,065**	**6,903**

(1) 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判断の結果、Endesa Generación, S.A.U.が認識した515百万ユーロの負債を含み、2024年度に支払われる(注記10.1、45.1参照)。

未払配当金

2024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。

百万ユーロ

	注記	支払配当金	一株当たり配当金	金額	支払日
中間配当	34.1.10	2024年度	0.5	529	2025年1月8日

顧客に供給されたエネルギーから生じる費用及び未払金

2024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未請求額は、それぞれ86百万ユーロ及び89百万ユーロ(2023年12月31日現在、それぞれ132百万ユーロ及び96百万ユーロ)である。

「確認」契約

2024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、仕入先の支払管理(「確認」)のために金融機関から割引を受けた営業債務の金額は64百万ユーロ(2023年12月31日現在56百万ユーロ)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。

2024年度及び2023年度において、仕入先支払管理取引の割引営業債務(「確認」)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った。

日数

	2024年度	2023年度
「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

2024年度及び2023年度において、確認契約からの収入は1百万ユーロ未満であった。

39.1.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、以下の通りである。

日数

	2024年度	2023年度
サプライヤーへの平均支払期間	18	14
支払済取引比率	17	13
支払予定取引比率	30	76

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
支払履行合計	12,961	13,431
未払総額	303	285

	2024年度	2023年度
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	320,016	319,869
請求数合計に対する割合 (%)	95.03	91.81
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金額(1)	12,666	13,156
サプライヤーへの支払い総額に占める割合	97.72	97.56

(1) 百万ユーロ

注記40.金融商品

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
資産型金融商品					
顧客契約資産	27.1	-	12	-	4
その他の金融資産	28、30	829	974	663	1,777
デリバティブ金融商品	43	377	541	879	1,054
その他の資産	29	486	-	386	-
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債権	32	-	4,194	-	4,912
現金及び現金同等物	33	-	840	-	2,106
合計	**40.1**	**1,692**	**6,561**	**1,928**	**9,853**
負債型金融商品					
顧客契約負債	27.2	4,413	487	4,348	427
金融債務	40.3	9,881	613	9,636	4,091
デリバティブ金融商品	43	336	656	544	1,673
その他の金融負債	38	64	97	8	104
その他の負債	37	574	-	578	-
営業債務及びその他の支払債務	39	-	5,149	-	6,242
合計	**40.2**	**15,268**	**7,002**	**15,114**	**12,537**

40.1.非流動及び流動金融資産商品の分類

2024年12月31日及び2023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ー別分類は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
償却原価で測定する金融資産	40.1.1	**1,309**	**6,020**	**1,043**	**8,799**
顧客契約資産	27.1	-	12	-	4
その他の金融資産	28.1、30	823	974	657	1,777
その他の資産	29	486	-	386	-
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債権	32	-	4,194	-	4,912
現金及び現金同等物	33	-	840	-	2,106
損益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融資産	40.1.2	**49**	**173**	**85**	**358**
資本性金融商品	28.2	6	-	6	-
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	43	43	173	79	358
その他の包括利益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融資産		**-**	**-**	**-**	**-**
ヘッジ・デリバティブ	43	**334**	**368**	**800**	**696**
合計		**1,692**	**6,561**	**1,928**	**9,853**

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、これらのカテゴリー間の再分類は行われていない。

40.1.1.償却原価で測定する金融資産

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
償却原価で測定する金融資産					
その他の金融資産		**823**	**974**	**657**	**1,777**
スペインにおける規制活動からの収入不足の資金調達とその他の規制報酬	30	-	201	-	-
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	28.1、30	117	247	85	473
ガスのラストリゾート・タリフ（TUR）の引き上げ制限	30	-	-	-	5
債券及び保証金	28.1	433	-	434	-
スタッフ・ローン	28.1、30	78	14	80	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	28.1、30、46.2	66	11	3	68
再生可能エネルギー投資に対する報酬	28.1	73	-	-	-
金融保証	28.1、30	49	302	47	1,173
その他の金融資産	28.1、30	30	200	30	46
評価調整	28.1、30、41.1.3	(23)	(1)	(22)	(2)
その他の非流動資産	29	**486**	**-**	**386**	-
配電事業による報酬		391	-	333	-
その他の資産		98	-	53	-
評価調整	41.1.3	(3)	-	-	-
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債権	32	**-**	**4,194**	-	**4,912**
販売及びサービスに対する売上債権		-	4,006	-	4,609
その他の債権		-	757	-	895
配電事業による報酬		-	347	-	283
その他		-	410	-	612
評価調整	41.1.3	-	(569)	-	(592)
顧客契約資産	27.1	**-**	**12**	-	**4**
顧客契約資産		-	15	-	6
評価調整	41.1.3	-	(3)	-	(2)
現金及び現金同等物	33	**-**	**840**	-	**2,106**
合計		**1,309**	**6,020**	**1,043**	**8,799**

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。

40.1.2.損益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融資産

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、このカテゴリーには他社株式を表す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43.2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。

40.1.3.評価調整

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
		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
売上債権及びその他の債権	32	**11.9%**	**4,763**	**569**	**4,194**	**10.8%**	**5,504**	**592**	**4,912**
期限内		**1.0%**	**3,848**	**40**	**3,808**	**1.9%**	**4,250**	**80**	**4,170**
期限切れ:		**57.8%**	**915**	**529**	**386**	**40.8%**	**1,254**	**512**	**742**
1〜30日		1.0%	98	1	97	6.1%	82	5	77
31〜60日		13.6%	59	8	51	6.9%	87	6	81
61〜90日		22.2%	27	6	21	7.0%	114	8	106
91〜120日		27.5%	40	11	29	13.5%	89	12	77
121日〜150日		29.7%	37	11	26	51.9%	52	27	25
151日〜180日		28.2%	39	11	28	60.9%	46	28	18
180日以上		78.2%	615	481	134	54.3%	784	426	358
顧客契約資産	27.1	**20.0%**	**15**	**3**	**12**	**33.3%**	**6**	**2**	**4**
非流動金融資産	28.1	**2.7%**	**846**	**23**	**823**	**3.2%**	**679**	**22**	**657**
その他の流動金融資産	30	**0.1%**	**975**	**1**	**974**	**0.1%**	**1,779**	**2**	**1,777**
その他の非流動資産	29	**0.6%**	**489**	**3**	**486**	**0.0%**	**386**	**-**	**386**
現金及び現金同等物	33	**0.0%**	**840**	**-**	**840**	**0.0%**	**2,106**	**-**	**2,106**
合計			**7,928**	**599**	**7,329**		**10,460**	**618**	**9,842**

売上債権及びその他の債権

2024年度及び2023年度において、「販売及びサービスから生じる売上債権」の「評価調整勘定」に計上された取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
期首残高		**592**	**474**
割当	8.2、15.2	205	264
適用		(228)	(146)
期末残高	32	**569**	**592**

2024年度には、顧客との契約から生じる減損損失引当金繰入額が減少し、59百万ユーロが計上された。2023年度に関する変動は、国内顧客の経済力を低下させた高インフレとエネルギー価格の上昇というマクロ経済環境下、同年に規制料金契約を結んでいた顧客の支払い行動が悪化した結果である。

顧客契約資産

2024年度及び2023年度において、「顧客契約資産」（注記27.1参照）の「評価調整額」の項目にある取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
期首残高		**2**	**2**
割当	15.2	1	-
適用		-	-
期末残高	**27.1**	**3**	**2**

その他の非流動及び流動金融資産

2024年度及び2023年度において、「その他の非流動及び流動金融資産」（注記28.1及び30参照）の「評価調整額」の項目の取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度		2023年度	
		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
期首残高		**22**	**2**	**22**	**6**
割当	16.1	1	-	-	-
適用	15.2、16.1	-	-	-	(4)
振替及びその他		-	(1)		
期末残高		**23**	**1**	**22**	**2**

その他の非流動資産

2024年度及び2023年度において、「その他の固定資産」（注記29参照）の「評価調整額」の項目にある取引は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
期首残高		**-**	**-**
割当		-	-
適用	15.2	(2)	-
振替及びその他		5	-
期末残高		**3**	**-**

40.1.4.資産型金融商品

2024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。

40.2.非流動及び流動金融負債商品の分類

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
償却原価で測定する金融負債	40.2.1	**14,918**	**6,346**	**14,556**	**10,864**
顧客契約負債	27.2	4,413	487	4,348	427
金融債務	40.3	9,867	613	9,622	4,091
その他の金融負債	38	64	97	8	104
その他の負債	37	574	-	578	-
営業債務及びその他の流動負債	39	-	5,149	-	6,242
損益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融負債		**63**	**154**	**117**	**519**
金融債務(1)	40.3	14	-	14	-
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	43	49	154	103	519
ヘッジ・デリバティブ	43	**287**	**502**	**441**	**1,154**
合計		**15,268**	**7,002**	**15,114**	**12,537**

(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。

40.2.1.償却原価で測定する金融負債

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		非流動	流動	非流動	流動
銀行借入金	40.3	5,630	512	5,302	744
その他の金融債務	40.3	4,237	101	4,320	3,347
営業債務及びその他の流動負債	39	-	5,149	-	6,242
顧客契約負債	27.2	4,413	487	4,348	427
その他の金融負債	38	64	97	8	104
その他の負債	37	574	-	578	-
合計		**14,918**	**6,346**	**14,556**	**10,864**

40.3.金融債務

2024年12月31日及び2023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」の内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在				
		額面価額	帳簿価額			公正価値
			非流動	流動	合計	
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	21	784	698	86	784	784
その他		3,558	3,539	15	3,554	3,669
合計		**10,515**	**9,881**	**613**	**10,494**	**10,625**

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在				
		額面価額	帳簿価額			公正価値
			非流動	流動	合計	
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		6,095	5,302	744	6,046	6,089
その他の金融債務		7,673	4,320	3,347	7,667	7,795
使用権を伴う金融債務	21	868	784	84	868	868
その他		6,805	3,536	3,263	6,799	6,927
合計		**13,780**	**9,636**	**4,091**	**13,727**	**13,898**

前へ　次へ

2024年12月31日及び2023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通りである。

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年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	
債券及びその他の市場性のある有価証券		**14**	**14**	**-**	**12**	**-**	**-**	**-**	**-**	**12**	**12**
固定金利	2031年	14	14	-	12	-	-	-	-	12	12
変動金利		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
銀行借入金		**6,142**	**6,158**	**512**	**5,649**	**460**	**1,335**	**1,870**	**300**	**1,684**	**6,161**
固定金利	2028年	1,784	1,815	-	1,799	200	675	924	-	-	1,799
変動金利	2039年	4,358	4,343	512	3,850	260	660	946	300	1,684	4,362
その他の金融債務		**4,338**	**4,453**	**101**	**4,241**	**93**	**1,738**	**1,946**	**59**	**405**	**4,342**
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
変動金利		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
合計		**10,494**	**10,625**	**613**	**9,902**	**553**	**3,073**	**3,816**	**359**	**2,101**	**10,515**

百万ユーロ

	満期	帳簿価額 2023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	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	
債券及びその他の市場性のある有価証券		**14**	**14**	**-**	**12**	**-**	**-**	**-**	**-**	**12**	**12**
固定金利	2031年	14	14	-	12	-	-	-	-	12	12
変動金利		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
銀行借入金		**6,046**	**6,089**	**761**	**5,334**	**533**	**460**	**952**	**1,838**	**1,551**	**6,095**
固定金利	2028年	2,254	2,279	500	1,799	-	200	675	924	-	2,299
変動金利	2037年	3,792	3,810	261	3,535	533	260	277	914	1,551	3,796
その他の金融債務		**7,667**	**7,795**	**3,347**	**4,326**	**86**	**82**	**1,727**	**1,943**	**488**	**7,673**
使用権を伴う金融債務		868	868	84	784	80	81	71	67	485	868
固定金利	2080年	868	868	84	784	80	81	71	67	485	868
その他の金融債務		6,799	6,927	3,263	3,542	6	1	1,656	1,876	3	6,805
固定金利	2040年	6,525	6,653	3,001	3,530	-	1	1,650	1,876	3	6,531
変動金利	2027年	274	274	262	12	6	-	6	-	-	274
合計		**13,727**	**13,898**	**4,108**	**9,672**	**619**	**542**	**2,679**	**3,781**	**2,051**	**13,780**

前へ　　次へ

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在							
	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
合計	**10,494**	**10,515**	**100.0**	**-**	**10,494**	**100.0**	**3.6**	**3.6**

百万ユーロ

	2023年12月31日現在							
	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	13,586	13,639	99.0	-	13,586	99.0	3.2	3.2
米ドル (USD)	141	141	1.0	-	141	1.0	2.9	2.9
合計	**13,727**	**13,780**	**100.0**	**-**	**13,727**	**100.0**	**3.2**	**3.2**

2024年度及び2023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った。

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	振替及びその他	支払及び償却 (注記45.3)	新規資金調達 (注記45.3)	
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)	(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
合計	**9,672**	**(18)**	**(530)**	**(40)**	**818**	**9,902**

百万ユーロ

	2022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		2023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45.3)	新規資金調達 (注記45.3)	
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	5,895	-	(1,275)	(702)	1,416	5,334
その他の金融債務	5,885	120	(3,086)	(468)	1,875	4,326
使用権を伴う金融債務	756	120	(92)	-	-	784
その他	5,129	-	(2,994)	(468)	1,875	3,542
合計	**11,792**	**120**	**(4,361)**	**(1,170)**	**3,291**	**9,672**

2024年度及び2023年度において、流動金融債務の額面価額の取引は以下の通りである。

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	振替及びその他	支払及び償却(注記45.3)	新規資金調達(注記45.3)	
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
合計	**4,108**	**8**	**538**	**(5,312)**	**1,271**	**613**

百万ユーロ

	2022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		2023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45.3)	新規資金調達(注記45.3)	
債券及びその他の市場性のある有価証券	4,988	-	-	(17,611)	12,623	-
銀行借入金	981	-	1,277	(1,498)	1	761
その他の金融債務	815	9	3,089	(801)	235	3,347
使用権を伴う金融債務	88	9	86	(99)	-	84
その他	727	-	3,003	(702)	235	3,263
合計	**6,784**	**9**	**4,366**	**(19,910)**	**12,859**	**4,108**

2024年度の総金融債務の平均金利は3.6%（2023年度は3.2%）であった（注記3.2b.1参照）。

40.4.その他の事項

40.4.1.流動性

2024年12月31日現在、エンデサの流動性は6,544百万ユーロ（2023年12月31日現在10,027百万ユーロ）で、詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	流動性	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
現金及び現金同等物	33	840	2,106
無条件の未使用クレジットライン及びローン(1)		5,704	7,921
合計		**6,544**	**10,027**

(1) 2024年12月31日及び2023年12月31日現在、それぞれ2,125百万ユーロ及び3,525百万ユーロが、Enel Finance International, N.V. との間で締結されたコミットメント及び取消不能の信用枠に対応する（注記46.1.3参照）。

40.4.2.主な財務業務

2024年に行われた主な金融取引は以下の通りである：

- エンデサは、「エンデサS.A.SDG 13 ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラム」（ECP）と名付けられた、期間5年、毎年更新、2024年12月31日現在の額面残高なしの5,000百万ユーロの新しいコマーシャル・ペーパー・プログラムを開始した。このプログラムには持続可能性目標が含まれている。

－ 以下の金融業務が終了した。

百万ユーロ

業務	取引相手	契約日	満期日	金額
融資(1)	Ibercaja, S.A.	2024年1月30日	2027年7月31日	50
信用枠(1)(2)	Caixabank, S.A.	2024年3月20日	2028年3月20日	600
信用枠(1)(2)	Deutsche Bank, S.A.	2024年3月20日	2028年3月20日	70
信用枠(1)(2)	BBVA, S.A.	2024年3月21日	2028年3月20日	300
信用枠(1)(2)	Kutxabank, S.A.	2024年3月21日	2028年3月21日	250
信用枠(1)(2)	Bankinter, S.A.	2024年3月22日	2028年3月22日	175
信用枠(1)(2)	Unicaja, S.A.	2024年3月25日	2028年3月25日	100
信用枠(1)(2)	Sabadell, S.A.	2024年3月26日	2028年3月26日	100
信用枠(1)(2)	Ibercaja, S.A.	2024年3月26日	2028年3月26日	90
信用枠(1)(2)	Enel Finance International N.V.	2024年5月28日	2028年5月28日	1,000
融資(3)	BBVA, S.A.	2024年8月2日	2027年12月17日	125
融資(1)(3)	BBVA, S.A.	2024年8月2日	2027年12月17日	225
合計				3,085

(1) 既存のローン及びクレジットラインの更新。
(2) これらの事業の与信条件は、2024年から2026年までのEUタクソノミーに基づく投資比率に基づく環境的持続可能性目標に固定されている。
(3) 欧州連合（EU）の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金融業務。

－ さらに、2024年10月29日には、2023年に欧州投資銀行と締結した総額450百万ユーロの2件のオペレーションの支払いが完了した。

40.4.3.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特定の義務（「財務制限条項」）を遵守する必要があり、このような契約は典型的なものである。

2024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、2024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、エンデサの財務活動のほぼ全てを統括しており、財務比率に関する財務契約には、早期償還につながる違反の可能性がある規定はない。

Endesa, S.A.の発行済み債券（2024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	業務	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。
パリパス条項		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.の財務債務に含まれる最も重要な財務規定は以下の通りである。

百万ユーロ

条項	業務	規定	債務額面	
			2024年12月31日	2023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	信用格付けの格下げ時の追加保証又は再交渉	2,961	2,689
支配権の変動に関する条項	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	当社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	6,486(1)	9,214(1)
資産譲渡に関する条項	EIB、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%を超える場合に生じる制限(2)	6,125(3)	6,013(3)
サステナビリティ関連	EIB、ICO及びその他の金融機関との金融業務	信用条件は、定められた期日までに二酸化炭素（CO2）排出量を一定レベル削減することと結びついている、又は投資比率に依存している。 期間別EUタクソノミーによる(4)	7,829	7,912

(1) 2024年12月31日現在の契約金額は8,611百万ユーロ（2023年12月31日現在は13,189百万ユーロ）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) 2024年12月31日現在の契約金額は9,690百万ユーロ（2023年12月31日現在は10,428百万ユーロ）であった。
(4) これらの規定に従わない場合は、融資条件の変更のみを意味する。

再生可能事業を運営している子会社

2024年12月31日現在、プロジェクト・ファイナンスにより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32百万ユーロの金融債務を負っている（2023年12月31日現在39百万ユーロ）（注記20.4、34.1.13及び47参照）。

条項	業務	規定
支配権の変動に関する条項	プロジェクト・ファイナンス及び関連デリバティブ(1)を引き受けたローン業務。	支配権の変更の場合、繰り上げ返済の可能性あり。
義務履行関連条項	プロジェクト・ファイナンスを引き受けたローン業務	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(2)。
株主への利益配分に関する事項		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		貸手の大多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事項		債務返済準備金勘定の維持義務（注記33参照）。

(1) 2024年12月31日現在1百万ユーロのプラス（2023年12月31日現在1百万ユーロのプラス）。
(2) 金融債務の残高。

さらに、これらの再生可能子会社には、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。これらに関しては、2024年12月31日現在、これらの比率に違反はない。

40.4.4.その他の検討事項

2024年12月31日及び2023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通りである。

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年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	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	-	-
合計	**1,669**	**342**	**325**	**282**	**169**	**94**	**457**

百万ユーロ

金融商品	合計	2023年12月31日現在の総金融債務に対する利息					
		2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降
債券及びその他の市場性のある有価証券	6	1	1	1	1	1	1
銀行借入金	1,039	203	187	165	147	94	243
その他の金融債務	909	228	150	146	121	54	210
使用権を伴う金融債務	374	40	36	33	29	26	210
その他	535	188	114	113	92	28	-
合計	**1,954**	**432**	**338**	**312**	**269**	**149**	**454**

2024年12月31日及び2023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。

40.5.金融資産・負債のカテゴリー別純損益

40.5.1.金融資産カテゴリー別純損益

2024年度及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年度		2023年度	
	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(1)	(205)	-	(264)	-
純損益を通じて公正価値で測定する金融資産(2)	934	-	2,097	-
その他の包括利益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融資産	-	-	-	-
ヘッジ・デリバティブ(3)	916	187	1,241	3,909
合計	**1,645**	**187**	**3,074**	**3,909**

(1) 回収待ちの正味減損損失(注記15.2、16.1参照)に対応する。
(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利益に対応する(注記9、10.1、10.3、11及び16.2参照)。
(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11及び16.2参照)。

40.5.2.金融負債のカテゴリー別純損益

2024年度及び2023年度の金融負債のカテゴリー別純損益額は以下の通りである。

百万ユーロ

	2024年度		2023年度	
	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(1)	(471)	-	(505)	-
損益計算書の変動を伴う公正価値で測定する金融負債(2)	(1,324)	-	(3,532)	-
ヘッジ・デリバティブ(3)	(1,280)	-	(2,851)	-
合計	**(3,075)**	**-**	**(6,888)**	**-**

(1) 金融債務費用に対応する(注記16.1参照)。
(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対応する(注記9、10.1、10.3、11及び16.2参照)。
(3) キャッシュ・フロー・ヘッジ及び公正価値に係る費用に対応する(注記11及び16.2参照)。

注記41.財務リスク統制及び管理

エンデサS.A.及びその従属会社の活動は、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、2024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（2024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）。

41.1.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。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	固定金利			
	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	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	6,604	6,586	9,771	9,734
変動金利	2,731	2,712	630	671
合計	**9,335**	**9,298**	**10,401**	**10,405**

2024年12月31日及び2023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。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

金利デリバティブ	正味想定元本	
	2024年度	2023年度
金利スワップ		
固定から変動への金利スワップ	1,172	1,256
変動から固定への金利スワップ	687	1,187
金利デリバティブ合計	**1,859**	**2,443**

感応度分析

2024年12月31日及び2023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、以下の通りである。

百万ユーロ

	基準点の変更	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		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	10	-	16	-
金利の引き下げ	-25	(10)	-	(16)	-
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	(4)	-	(6)	-
金利の引き下げ	-25	4	-	6	-
キャッシュ・フロー					
金利の引き上げ	+25	-	12	-	14
金利の引き下げ	-25	-	(12)	-	(14)
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	-	-	-	-

41.2.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。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

外国為替デリバティブ	正味想定元本	
	2024年度	2023年度
エネルギー商品通貨契約		
先渡/先物契約	2,282	3,018
その他の契約		
先渡/先物契約	33	534
先渡/先物契約合計	**2,315**	**3,552**
外国為替デリバティブ合計	**2,315**	**3,552**

感応度分析

2024年12月31日及び2023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、以下の通りである。

百万ユーロ

	変動%	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		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%	-	201	-	304
ユーロ高	10%	-	(165)	-	(249)
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%	(3)	-	(6)	-
ユーロ高	10%	3	-	5	-

41.3.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_2）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（商業化）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、2024年12月31日及び2023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。

百万ユーロ

エネルギー商品デリバティブ	想定元本	
	2024年度	2023年度
スワップ	5,452	6,870
先渡/先物契約	4,750	5,488
オプション	653	741
エネルギー商品デリバティブ合計	**10,855**	**13,099**

感応度分析

2024年12月31日及び2023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、以下の通りである。

百万ユーロ

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	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
液体燃料とガス・デリバティブ	15%	-	(75)	15%	-	(198)
	-15%	-	75	-15%	-	198
電力デリバティブ	15%	-	139	15%	-	284
	-15%	-	(139)	-15%	-	(284)
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	15%	-	(62)	15%	-	(127)
	-15%	-	62	-15%	-	127

百万ユーロ

ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	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
液体燃料とガス・デリバティブ	15%	(35)	-	15%	4	-
	-15%	35	-	-15%	(4)	-
電力デリバティブ	15%	(43)	-	15%	(7)	-
	-15%	43	-	-15%	7	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	15%	2	-	15%	-	-
	-15%	(2)	-	-15%	-	-

41.4.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40.3及び43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、キャッシュ予測を作成している。

2024年12月31日現在のエンデサの流動性ポジションは、注記40.4.1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40.4.2参照）。

エンデサの金融債務の期日別額面価額の内訳は、注記40.3に記載されている。

41.5.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。商業取引先との債務不履行リスク・エクスポージャーは、エネルギー価格の下落により、前年度に比べ緩やかになった。さらに、当社の回収管理努力は、延滞債務の削減に役立っている（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32参照）。

2024年12月31日現在、販売、サービス提供及びその他債権による延滞顧客債務は915百万ユーロで、請求の19.4日分に相当する（2023年12月31日現在は、それぞれ1,254百万ユーロ及び21.2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たがっている。

	追加予防措置
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。2024年12月31日現在、エネル・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400百万ユーロ（2023年12月31日現在は300百万ユーロ）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、2024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93%は、「A-」格以上の企業に対応している（2023年12月31日現在では96%）。
	・ 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。2024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211百万ユーロ以下である（2023年12月31日現在は520百万ユーロ以下）。
	・ 2024年12月31日現在、金利、為替及び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330百万ユーロで、金融商品の信用リスク総額の16%以上を占める取引先は1社もない（2023年12月31日現在はそれぞれ538百万ユーロ及び31%）。

2024年12月31日及び2023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。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
企業間取引（B2B）	256	237
エネルギー商品市場における取引先	441	148
合計	697	**385**

2024年12月31日及び2023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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、売上債権及びその他の債務者、顧客との契約から生じる資産、又はその他の非流動資産のカテゴリーに属さない、流動及び非流動未償還金融資産の信用格付けの内訳は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
現金及び現金同等物	33	**840**	**2,106**
A+		764	501
A		36	487
A-		26	404
BBB+		10	215
BBB		1	389
BBB-		2	110
信用格付けのない取引先		1	-
資本性金融商品	40.1.2	**6**	**6**
A-		3	3
信用格付けのない取引先		3	3
デリバティブ金融商品	43	**918**	**1,933**
AAA		452	505
AA-		1	10
A+		31	10
A		66	306
A-		118	207
BBB+		4	57
BBB		6	7
BBB-		-	87
BB+		-	16
BB		47	413
BB-		22 1	29
B+		1	1
B-		1	87
CCC+		8	1
CCC-		86	21
LC		73	175
D		-	1
信用格付けのない取引先		2	-
資産として認識される金融保証	40.1.1	**351**	**1,220**
AAA		309	1,201
A+		34	
A		8	-
信用格付けのない取引先		-	19
金融資産(1)		**1,446**	**1,214**
スペインにおける規制活動から生じる収入不足に係る資金調達	6、40.1.1	201	**-**
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償	6、40.1.1	364	558
ガスのラストリゾート・タリフ（TUR）の引き上げ制限	6、40.1.1	-	5
債券及び保証金	40.1.1	433	434
スタッフ・ローン	40.1.1	92	94
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	40.1.1、46.2	77	71
再生可能エネルギー投資に対する報酬		73	-
その他の金融資産	40.1.1	230	76
減損調整		(24)	(24)
合計		**3,561**	**6,479**

(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。

41.6.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:様々な分野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らないようにしている。

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。

2024年12月31日現在、エンデサの顧客上位10社(事業グループ)に対する売掛金は全体の21.3%未満で、3.7%を超える顧客は1社もない(2023年12月31日現在はそれぞれ32.1%、9.1%)。

サプライヤー集中リスク

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。

2024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21.4%以下である(2023年12月31日現在は28.1%)。

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)。

41.7.エネルギー商品の購入約定のリスク

2024年12月31日現在、棚卸資産の購入に関する約定総額は18,252百万ユーロ(2023年12月31日現在は18,848百万ユーロ)であり、これには「テイク・オア・ペイ」条項付きの契約(注記31.3参照)に関連するものが含まれる。

当社の取締役は、エンデサがこれらの契約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。

前へ　次へ

注記42.非流動及び流動金融資産及び負債の相殺

2024年12月31日及び2023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。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在					
		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	
顧客との契約から生じる非流動資産	27.1	-	-	-	-	-	-
その他の非流動金融資産	28	829	-	829	-	-	829
非流動デリバティブ金融商品	43	377	-	377	(22)	42	397
その他の非流動資産	29	486	-	486	-	-	486
非流動資産型金融商品合計		**1,692**	**-**	**1,692**	**(22)**	**42**	**1,712**
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債務(1)	32	4,194	-	4,194	(232)	-	3,962
顧客との契約から生じる流動資産	27.1	12	-	12	-	-	12
その他の流動金融資産	30	974	-	974	-	(2)	972
流動デリバティブ金融商品	43	541	-	541	(79)	-	462
現金及び現金同等物	33	840	-	840	-	-	840
流動資産型金融商品合計		**6,561**	**-**	**6,561**	**(311)**	**(2)**	**6,248**

(1) 公的機関の残高は含まない。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在					
		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	
顧客との契約から生じる非流動資産	27.1	-	-	-	-	-	-
その他の非流動金融資産	28	663	-	663	-	-	663
非流動デリバティブ金融商品	43	879	-	879	(564)	-	315
その他の非流動資産	29	386	-	386	-	-	386
非流動資産型金融商品合計		**1,928**	**-**	**1,928**	**(564)**	**-**	**1,364**
販売及びサービスから生じる売上債権及びその他の債務(1)	32	4,912	-	4,912	(284)	-	4,628
顧客との契約から生じる流動資産	27.1	4	-	4	-	-	4
その他の流動金融資産	30	1,777	-	1,777	-	(835)	942
流動デリバティブ金融商品	43	1,054	-	1,054	(775)	-	279
現金及び現金同等物	33	2,106	-	2,106	-	-	2,106
流動資産型金融商品合計		**9,853**	**-**	**9,853**	**(1,059)**	**(835)**	**7,959**

(1) 公的機関の残高は含まない。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在					
		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	27.2	4,413	-	4,413	-	-	4,413
非流動金融債務	40.3	9,881	-	9,881	-	-	9,881
非流動デリバティブ金融商品	43	336	-	336	(64)	-	272
その他の非流動金融負債	38	64	-	64	-	-	64
その他の非流動負債	37	574	-	574	-	-	574
非流動負債型金融商品合計		**15,268**	**-**	**15,268**	**(64)**	**-**	**15,204**
顧客との契約から生じる非流動負債	27.2	487	-	487	-	-	487
流動金融債務	40.3	613	-	613	-	-	613
流動デリバティブ金融商品	43	656	-	656	3	-	659
その他の非流動金融負債	38	97	-	97	-	-	97
仕入債務及びその他の支払債務(1)	39	5,149	-	5,149	(232)	-	4,917
流動負債型金融商品合計		**7,002**	**-**	**7,002**	**(229)**	**-**	**6,773**

(1) 公的機関の残高は含まない。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在					
		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	27.2	4,348	-	4,348	-	-	4,348
非流動金融債務	40.3	9,636	-	9,636	-	-	9,636
非流動デリバティブ金融商品	43	544	-	544	(372)	-	172
その他の非流動金融負債	38	8	-	8	-	-	8
その他の非流動負債	37	578	-	578	-	-	578
非流動負債型金融商品合計		**15,114**	**-**	**15,114**	**(372)**	**-**	**14,742**
顧客との契約から生じる非流動負債	27.2	427	-	427	-	-	427
流動金融債務	40.3	4,091	-	4,091	-	(228)	3,863
流動デリバティブ金融商品	43	1,673	-	1,673	(1,574)	-	99
その他の非流動金融負債	38	104	-	104	-	-	104
仕入債務及びその他の支払債務(1)	39	6,242	-	6,242	(284)	-	5,958
流動負債型金融商品合計		**12,537**	**-**	**12,537**	**(1,858)**	**(228)**	**10,451**

(1) 公的機関の残高は含まない。

注記43.デリバティブ金融商品

2024年12月31日及び2023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。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	非流動	流動	非流動	流動
デリバティブ金融資産	377	541	879	1,054
デリバティブ金融負債	336	656	544	1,673

注記41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。

2024年12月31日及び2023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通りである。

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	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**12**	**12**	**2**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利	12	12	2	3	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2,266**	**4,493**	**332**	**797**	**3,162**	**3,252**	**368**	**696**
金利	622	706	39	54	-	-	-	-
為替レート	715	312	38	3	1,252	900	70	32
エネルギー商品	929	3,475	255	740	1,910	2,352	298	664
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	**361**	**483**	**43**	**79**	**1,678**	**1,310**	**173**	**358**
為替レート	21	76	-	-	50	12	4	1
エネルギー商品	340	407	43	79	1,628	1,298	169	357
合計	**2,639**	**4,988**	**377**	**879**	**4,840**	**4,562**	**541**	**1,054**

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	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**675**	**675**	**16**	**27**	**-**	**500**	**-**	**16**
金利	675	675	16	27	-	500	-	16
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2,536**	**2,839**	**271**	**414**	**2,551**	**3,161**	**502**	**1,138**
金利	550	550	20	18	-	-	-	-
為替レート	-	1,164	-	23	174	522	3	12
エネルギー商品	1,986	1,125	251	373	2,377	2,639	499	1,126
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ	**324**	**442**	**49**	**103**	**1,464**	**1,927**	**154**	**519**
為替レート	21	64	-	-	82	502	7	8
エネルギー商品	303	378	49	103	1,382	1,425	147	511
合計	**3,535**	**3,956**	**336**	**544**	**4,015**	**5,588**	**656**	**1,673**

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。

43.1.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

2024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。

2024年において、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。

2023年には、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があり、28百万ユーロの利益が生じた。これは主に、2023年9月にCaixabank, S.A.とのローンを関連デリバティブとともに解約したことによるものである。

43.1.1.金利リスク

満期

2024年12月31日及び2023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通りである。

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年度	2027年度	2028年度	2029年度	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	

2023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						
		2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	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	-	1,006	1,256
	平均金利 (%)	-	-	-	3.0	-	2.3	

2024年12月31日及び2023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通りである。

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年度	2027年度	2028年度	2029年度	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	

2023年12月31日現在の公正価値ヘッジ・デリバティブ		満期						
		2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	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)	500	-	-	675	-	12	1,187
	平均金利 (%)	0.1	-	-	1.9	-	5.7	

ヘッジ対象

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

金利デリバティブ	ヘッジ対象	2024年12月31日現在					
		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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		**1,172**	**19**	**622**	**39**	**550**	**20**
金利スワップ	変動金利融資	1,172	19	622	39	550	20
公正価値ヘッジ・デリバティブ		**687**	**(14)**	**12**	**2**	**675**	**16**
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
金利スワップ合計		**1,859**	**5**	**634**	**41**	**1,225**	**36**
金利デリバティブ合計		**1,859**	**5**	**634**	**41**	**1,225**	**36**

百万ユーロ

金利デリバティブ	ヘッジ対象	2023年12月31日現在					
		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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ		**1,256**	**36**	**706**	**54**	**550**	**18**
金利スワップ	変動金利融資	1,256	36	706	54	550	18
公正価値ヘッジ・デリバティブ		**1,187**	**(40)**	**12**	**3**	**1,175**	**43**
金利スワップ	固定金利債券	12	3	12	3	-	-
	固定金利融資	1,175	(43)	-	-	1,175	43
金利スワップ合計		**2,443**	**(4)**	**718**	**57**	**1,725**	**61**
金利デリバティブ合計		**2,443**	**(4)**	**718**	**57**	**1,725**	**61**

年別予想キャッシュ・フロー

2024年12月31日及び2023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・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

金利デリバティブ	年別予想キャッシュ・フロー						
現在価値(未払利息控除後)	2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**19**	**8**	**1**	**3**	**4**	**2**	**2**
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)
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**(14)**	**(13)**	**(4)**	**(5)**	**-**	**-**	**1**
正の公正価値	2	-	1	-	-	-	1
負の公正価値	(16)	(13)	(5)	(5)	-	-	-

百万ユーロ

金利デリバティブ	年別予想キャッシュ・フロー						
現在価値(未払利息控除後)	2023年12月31日現在	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**36**	**24**	**5**	**3**	**2**	**4**	**8**
正の公正価値	54	21	10	8	7	6	13
負の公正価値	(18)	3	(5)	(5)	(5)	(2)	(5)
公正価値ヘッジ・デリバティブ	**(40)**	**(41)**	**(9)**	**(5)**	**(4)**	**-**	**1**
正の公正価値	3	-	-	-	-	-	1
負の公正価値	(43)	(41)	(9)	(5)	(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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			2024年度			
	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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
金利スワップ	1,172	39	(20)	(19)	25	-	2
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**1,172**	**39**	**(20)**	**(19)**	**25**	**-**	**2**

(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で再分類された金額。
(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/先渡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、連結損益計算書において再分類された金額。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2023年度			
	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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
金利スワップ	1,256	54	(18)	(70)	44	22	(3)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**1,256**	**54**	**(18)**	**(70)**	**44**	**22**	**(3)**

(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再分類された金額。
(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、連結損益計算書に再分類された金額。

2024年12月31日時点で、有効なキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮すると、借入債務の32%が金利リスクに対してヘッジされている（2023年12月31日現在は20%）。公正価値ヘッジを含めると、この割合は2024年12月31日現在で39%（2023年12月31日現在は29%）に増加する。

公正価値ヘッジ・デリバティブの連結財務諸表への影響

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在		
	正味想定元本	資産の公正価値(1)	負債の公正価値(2)
公正価値ヘッジ・デリバティブ			
金利スワップ	687	2	(16)
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計	**687**	**2**	**(16)**

(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。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在		
	正味想定元本	資産の公正価値(1)	負債の公正価値(2)
公正価値ヘッジ・デリバティブ			
金利スワップ	1,187	3	(43)
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計	**1,187**	**3**	**(43)**

(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。

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	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
公正価値ヘッジ・デリバティブ						
固定期限付き債務	665	(22)	13	654	(33)	24
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計	**665**	**(22)**	**13**	**654**	**(33)**	**24**

2024年及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度		2023年度	
		収益	費用	収益	費用
ヘッジ対象	16.1	6	35	-	43
デリバティブ(1)	16.2	28	-	44	-
合計		**34**	**35**	**44**	**43**

(1) 決済なし。

43.1.2.為替リスク

満期

2024年12月31日及び2023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、以下の通りである。

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年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	合計
先渡/先物契約	想定元本(百万ユーロ)	1,426	714	1	-	-	-	2,141
ユーロ/米ドル為替レート	平均ユーロ/米ドル為替レート	1.10	1.13	1.10	-	-	-	

2023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						
		2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	合計
先渡/先物契約	想定元本(百万ユーロ)	1,422	980	496	-	-	-	2,898
ユーロ/米ドル為替レート	平均ユーロ/米ドル為替レート	1.12	1.11	1.13	-	-	-	

ヘッジ対象

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

外国為替デリバティブ		2024年12月31日現在					
		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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
先物/先物通貨契約	通貨商品契約	2,108	104	1,934	107	174	3
	その他の契約	33	1	33	1	-	-
先渡/先物契約合計		**2,141**	**105**	**1,967**	**108**	**174**	**3**
外国為替デリバティブ合計		**2,141**	**105**	**1,967**	**108**	**174**	**3**

百万ユーロ

外国為替デリバティブ		2023年12月31日現在					
		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
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
先物/先物通貨契約	通貨商品契約	2,875	-	1,199	35	1,676	35
	その他の契約	23	-	13	-	10	-
先渡/先物契約合計		**2,898**	**-**	**1,212**	**35**	**1,686**	**35**
外国為替デリバティブ合計		**2,898**	**-**	**1,212**	**35**	**1,686**	**35**

年別予想キャッシュ・フロー

2024年12月31日及び2023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・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

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日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
為替デリバティブ - キャッシュ・フロー・ヘッジ	**105**	**67**	**38**	**-**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	108	70	38	-	-	-	-
負の公正価値	(3)	(3)	-	-	-	-	-
為替デリバティブ - 公正価値ヘッジ	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

百万ユーロ

現在価値(未払利息控除後)	年別予想キャッシュ・フロー						
	2023年12月31日現在	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降
為替デリバティブ - キャッシュ・フロー・ヘッジ	**-**	**22**	**(16)**	**(6)**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	35	33	2	-	-	-	-
負の公正価値	(35)	(11)	(18)	(6)	-	-	-
為替デリバティブ - 公正価値ヘッジ	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			2024年度			
	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(4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
先渡/先物為替予約契約	2,141	108	(3)	104	57	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**2,141**	**108**	**(3)**	**104**	**57**	**-**	**-**

(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再分類された金額。
(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、連結損益計算書に再分類された金額。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2023年度			
	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(4)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
為替先物/先渡契約	2,898	35	(35)	(100)	63	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**2,898**	**35**	**(35)**	**(100)**	**63**	**-**	**-**

(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再分類された金額。
(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、連結損益計算書に再分類された金額。

前へ　次へ

43.1.3.エネルギー商品リスク

満期

2024年12月31日及び2023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通りである。

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						
			2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降	合計
スワップ									
液体燃料とガス・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	-	-	-	-	-
	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	1,447
		平均価格（ユーロ/MWh）	52.4	38.0	34.2	33.5	33.2	32.8	-
先渡/先物契約									
液体燃料とガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	-	-	-	-	-	-	-
		平均価格（米ドル/千バレル）	-	-	-	-	-	-	-
	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_2）排出権デリバティブ	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	-	-	-	-	-
オプション									
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	-	-	-	-	-	36	36
		平均価格（ユーロ/MWh）	-	-	-	-	-	26.7	-
想定元本総額			**4,467**	**1,645**	**156**	**150**	**148**	**636**	**7,202**

百万ユーロ

2023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						
			2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降	合計
スワップ									
液体燃料とガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	493	106	11	-	-	-	610
		平均価格（米ドル/千バレル）	75.3	78.4	69.4	-	-	-	-
	MBTU	想定元本（百万ユーロ）	410	366	68	-	-	-	844
		平均価格（米ドル/MBTU）	3.7	4.2	4.1	-	-	-	-
	メートル・トン	想定元本（百万ユーロ）	525	-	-	-	-	-	525
		平均価格（米ドル/MT）	682.2	-	-	-	-	-	-
	MWh	想定元本（百万ユーロ）	1,137	1,338	228	-	-	-	2,703
		平均価格（ユーロ/MWh）	61.5	56.1	35.5	-	-	-	-
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	128	106	100	93	90	286	803
		平均価格（ユーロ/MWh）	79.3	42.5	37.1	35.0	34.1	32.1	-
先渡/先物契約									
液体燃料とガス・デリバティブ	バレル	想定元本（百万ユーロ）	72	-	-	-	-	-	72
		平均価格（米ドル/千バレル）	79.9	-	-	-	-	-	-
	MBTU	想定元本（百万ユーロ）	6.0	25.0	176.0	-	-	-	207.0
		平均価格（米ドル/MBTU）	3.1	3.4	4.0	-	-	-	-
	MWh	想定元本（百万ユーロ）	1,757	303	451	-	-	-	2,511
		平均価格（ユーロ/MWh）	72.0	50.9	36.7	-	-	-	-
二酸化炭素（CO_2）排出権デリバティブ	メートル・トン	想定元本（百万ユーロ）	445	337	21	-	-	-	803
		平均価格（ユーロ/MT）	91.9	92.9	84.5	-	-	-	-
オプション									
電力デリバティブ	MWh	想定元本（百万ユーロ）	19	34	39	39	40	342	513
		平均価格（ユーロ/MWh）	33.6	33.7	33.8	33.8	33.8	33.3	-
想定元本総額			**4,992**	**2,615**	**1,094**	**132**	**130**	**628**	**9,591**

ヘッジ対象

2024年12月31日及び2023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通りである。

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	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
液体燃料とガス・デリバティブ	**1,912**	**3,997**	**259**	**880**	**3,266**	**3,475**	**632**	**1,273**
スワップ	487	2,763	41	613	2,199	1,919	389	430
先渡/先物契約	1,425	1,234	218	267	1,067	1,556	243	843
電力デリバティブ	**507**	**1,190**	**216**	**433**	**976**	**126**	**94**	**224**
スワップ	471	677	207	353	976	126	94	162
オプション	36	513	9	80	-	-	-	62
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	**420**	**640**	**78**	**91**	**121**	**163**	**24**	**2**
先渡/先物契約	420	640	78	91	121	163	24	2
エネルギー商品デリバティブ合計	**2,839**	**5,827**	**553**	**1,404**	**4,363**	**3,764**	**750**	**1,499**

年別公正価値

2024年12月31日及び2023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・フローは以下の通りである。

百万ユーロ

公正価値	年別公正価値						
	2024年12月31日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液体燃料とガス・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_2)排出権デリバティブ	54	58	(4)	-	-	-	-

百万ユーロ

公正価値	年別公正価値						
	2023年12月31日現在	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
液体燃料とガス・デリバティブ	(393)	(567)	115	59	-	-	-
電力デリバティブ	209	51	26	22	26	29	55
二酸化炭素(CO_2)排出権デリバティブ	89	54	35	-	-	-	-

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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			2024年度			
	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							
液体燃料とガス・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_2) 排出権デリバティブ	541	78	24	(39)	-	-	3
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**7,202**	**553**	**750**	**102**	**(602)**	**-**	**169**

(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再分類された金額。
(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、連結損益計算書に再分類された金額。

百万ユーロ

	2023年12月31日現在			2023年度			
	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							
液体燃料とガス・デリバティブ	7,472	880	1,273	4,465	(1,473)	6	166
電力デリバティブ	1,316	433	224	(443)	(456)	-	34
二酸化炭素 (CO_2) 排出権デリバティブ	803	91	2	59	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計	**9,591**	**1,404**	**1,499**	**4,079**	**(1,929)**	**6**	**200**

(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再分類された金額。
(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、連結損益計算書に再分類された金額。

43.2.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

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、想定元本の満期別内訳は以下の通りである。

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日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
為替デリバティブ	174	132	42	-	-	-	-
液体燃料とガス・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_2) 排出権デリバティブ	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	-	-	-

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						
	2023年12月31日現在	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降
為替デリバティブ	654	514	101	39	-	-	-
液体燃料とガス・デリバティブ	3,325	2,572	735	18	-	-	-
電力デリバティブ	110	89	17	2	2	-	-
二酸化炭素 (CO_2) 排出権デリバティブ	48	41	7	-	-	-	-
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	25	21	3	1	-	-	-

ヘッジ対象

2024年12月31日及び2023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通りである。

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	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
為替レート・デリバティブ	**71**	**88**	**4**	**1**	**103**	**566**	**7**	**8**
通貨先渡/先物	71	88	4	1	103	566	7	8
液体燃料とガス・デリバティブ	**1,708**	**1,595**	**199**	**411**	**1,550**	**1,730**	**189**	**598**
スワップ	671	889	52	278	586	391	70	133
先渡/先物契約	954	479	145	131	578	1,339	101	465
オプション	83	227	2	2	386	-	18	-
電力デリバティブ	**36**	**81**	**3**	**21**	**27**	**29**	**1**	**9**
スワップ	36	81	3	21	26	24	1	2
先渡/先物契約	-	-	-	-	-	4	-	6
オプション	-	-	-	-	1	1	-	1
二酸化炭素 (CO_2) 排出権デリバティブ	**220**	**20**	**8**	**2**	**104**	**28**	**4**	**2**
先渡/先物契約	73	20	7	2	104	28	4	2
オプション	147	-	1	-	-	-	-	-
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**	**9**	**2**	**2**	**4**	**16**	**2**	**5**
先渡/先物契約	4	9	2	2	4	16	2	5
合計	**2,039**	**1,793**	**216**	**437**	**1,788**	**2,369**	**203**	**622**

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。

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日現在	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	それ以降
為替デリバティブ	(3)	(3)	-	-	-	-	-
液体燃料とガス・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_2) 排出権デリバティブ	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	-	-	-	-	-	-	-

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						
	2023年12月31日現在	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	それ以降
為替デリバティブ	(8)	(8)	-	-	-	-	-
液体燃料とガス・デリバティブ	(187)	(164)	(21)	(2)	-	-	-
電力デリバティブ	12	12	1	(1)	-	-	-
二酸化炭素 (CO_2) 排出権デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-
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	(3)	(2)	-	(1)	-	-	-

注記44.公正価値測定

44.1.金融資産クラスの公正価値測定

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

		2024年12月31日現在							
		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
資本性金融商品	40.1	**6**	**-**	**-**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ:	43	**2**	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利		2	-	2	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:	43	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	-
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ:	43	**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	-
棚卸資産	30.1、30.2	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
合計		**383**	**69**	**96**	**218**	**541**	**379**	**162**	**-**

百万ユーロ

		2023年12月31日現在							
		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
資本性金融商品	40.1	**6**	**-**	**-**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ:	43	**3**	**-**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利		3	-	3	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:	43	**797**	**161**	**301**	**335**	**696**	**198**	**404**	**94**
金利		54	-	54	-	-	-	-	-
為替レート		3	-	3	-	32	-	32	-
エネルギー商品		740	161	244	335	664	198	372	94
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ:	43	**79**	**25**	**54**	**-**	**358**	**108**	**250**	**-**
為替レート		-	-	-	-	1	-	1	-
エネルギー商品		79	25	54	-	357	108	249	-
棚卸資産	30.1、30.2	**-**	**-**	**-**	**-**	**3**	**-**	**3**	**-**
合計		**885**	**186**	**358**	**341**	**1,057**	**306**	**657**	**94**

2024年及び2023年において、前述の金融資産ヒエラルキー・レベル間の移動は発生しなかった。

エンデサは、公正価値の決定に引き続き同じ測定基準を適用している（注記3.1、3.2h.5、3.2q参照）。

44.2.公正価値で測定されない資産の公正価値測定

2024年12月31日及び2023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されていないが、公正価値が本連結財務諸表注記において公正価値ヒエラルキーのレベル別に区分されている非流動資産の公正価値ヒエラルキーのレベル別分類は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在			
		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	3.2c、22.1	6			6	72	-	-	72

44.3.金融負債クラスの公正価値測定

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

		2024年12月31日現在							
		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
債券及びその他の市場性のある有価証券	40.3	**14**	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ:	43	**16**	**-**	**16**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
金利		16	-	16	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:	43	**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	-
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ:	43	**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**	**-**

百万ユーロ

		2023年12月31日現在							
		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
債券及びその他の市場性のある有価証券	40.3	**14**	**-**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ:	43	**27**	**-**	**27**	**-**	**16**	**-**	**16**	**-**
金利		27	-	27	-	16	-	16	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ:	43	**414**	**43**	**194**	**177**	**1,138**	**802**	**294**	**42**
金利		18	-	18	-	-	-	-	-
為替レート		23	-	23	-	12	-	12	-
エネルギー商品		373	43	153	177	1,126	802	282	42
ヘッジ会計が適用されないデリバティブ:	43	**103**	**95**	**7**	**1**	**519**	**378**	**141**	**-**
為替レート		-	-	-	-	8	-	8	-
エネルギー商品		103	95	7	1	511	378	133	-
合計		**558**	**138**	**242**	**178**	**1,673**	**1,180**	**451**	**42**

2024年及び2023年において、前述の金融負債ヒエラルキーのレベル間の振替は発生しなかった。

44.4.公正価値で測定されない金融負債の公正価値測定

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

		2024年12月31日現在			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	40.3	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	40.3	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	-
非流動負債合計		**9,721**	**-**	**9,721**	**-**
銀行借入金	40.3	675	-	675	-
固定金利		40	-	40	-
変動金利		635	-	635	-
その他の金融債務	40.3	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	-
流動負債合計		**890**	**-**	**890**	**-**

百万ユーロ

		2023年12月31日現在			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
銀行借入金	40.3	5,153	-	5,153	-
固定金利		1,751	-	1,751	-
変動金利		3,402	-	3,402	-
その他の金融債務	40.3	4,307	-	4,307	-
使用権を伴う金融債務		784	-	784	-
固定金利		784	-	784	-
その他		3,523	-	3,523	-
固定金利		3,511	-	3,511	-
変動金利		12	-	12	-
非流動負債合計		**9,460**	**-**	**9,460**	**-**
銀行借入金	40.3	936	-	936	-
固定金利		528	-	528	-
変動金利		408	-	408	-
その他の金融債務	40.3	3,488	-	3,488	-
使用権を伴う金融債務		84	-	84	-
固定金利		84	-	84	-
その他		3,404	-	3,404	-
固定金利		3,142	-	3,142	-
変動金利		262	-	262	-
流動負債合計		**4,424**	**-**	**4,424**	**-**

44.5.公正価値ヒエラルキーのレベル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3.2h.5.2参照）。

2024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通りである。

契約[1]	契約エネルギー量 TWh	存続期間	会計処理
電力購入	0.02	2019年 - 2028年	業績において変動する公正価値
電力購入	20.93	2020年 - 2035年	キャッシュ・フロー・ヘッジ
電力販売	15.86	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）。

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、レベル3に分類されたデリバティブ金融商品の残高はこれらの金融契約に対応する。

公正価値

2024年及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年度	2023年度
期首残高	**209**	**764**
連結損益計算書上の（損失）/利益	1	(3)
連結その他の包括利益計算書上の（損失）/利益	(87)	(552)
期末残高	**123**	**209**

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。

2024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。

前へ　次へ

注記45.連結キャッシュ・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。

2024年12月31日現在、現金及び現金同等物は840百万ユーロ（2023年12月31日現在2,106百万ユーロ）であった（注記33参照）。

エンデサの2023年及び2024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通りである。

百万ユーロ

	連結キャッシュ・フロー計算書	
	2024年度	2023年度
営業活動による正味キャッシュ・フロー	3,567	4,697
投資活動による正味キャッシュ・フロー	(1,333)	3,196
財務活動による正味キャッシュ・フロー	(3,500)	(6,658)

2024年度には、営業活動によるキャッシュ・フロー（3,567百万ユーロ）と現金及び現金同等物の減少（1,266百万ユーロ）により、投資活動による正味キャッシュ・フロー（1,333百万ユーロ）と財務活動による正味キャッシュ・フロー（3,500百万ユーロ）をカバーすることができた。

45.1.営業活動による正味キャッシュ・フロー

2024年度の営業活動による正味キャッシュ・フローは合計3,567百万ユーロ（2023年度は4,697百万ユーロ）で、その詳細は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
税引前売上総利益/損失		2,589	1,065
純損益の調整：		3,033	4,177
固定資産の減価償却費及び減損損失	15	2,222	2,132
その他の純損益調整		811	2,045
運転資本の変動：		(733)	1,011
営業債権及びその他の債権		799	360
棚卸資産		(835)	(934)
流動金融資産		(6)	1,781
営業債務及びその他の流動負債 (1)		(691)	(196)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー：		(1,322)	(1,556)
受取利息		113	77
受取配当金		10	25
支払利息 (2)		(547)	(480)
法人税		(629)	(854)
営業活動によるその他のキャッシュ・フロー (3)		(269)	(324)
営業活動による正味キャッシュ・フロー		**3,567**	**4,697**

(1) 2024年12月31日現在、64百万ユーロ（2023年12月31日現在は56百万ユーロ）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営業債務を含む。
(2) 2024年度及び2023年度において、使用権資産に対する金融債務の支払利息はそれぞれ43百万ユーロ及び42百万ユーロであった（注記21参照）。
(3) 引当金の支払いに対応する。

営業活動からの正味キャッシュ・フローを決定する様々な項目は以下の通りである。

項目	変動	
運転資本の変動	-1,744百万ユーロ（172.5%減）	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債権の回収の増加（439百万ユーロ）。 ・ 棚卸資産の支払額の減少（99百万ユーロ）。 ・ 規制項目の純収入の減少（1,787百万ユーロ）。その内訳は、非半島領土（NPT）における発電費用の追加補償（1,502百万ユーロ）、タリフ不足に対する支払い（214百万ユーロ）、ガスに対するラストリゾート・タリフ（Turifa de Último Recurso - TUR）の引き上げ制限（57百万ユーロ）の減少、及び再生可能エネルギーへの投資に対する報酬（14百万ユーロ）の減少である。 ・ 営業債権及びその他流動負債への支払額の増加（495百万ユーロ）。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（注記10.1及び39参照）。

2024年においても、当社は流動資産と流動負債を管理する積極的な方針を継続しており、特にプロセスの改善、債権のファクタリング、サプライヤー支払管理契約（「確認」）に重点を置いている（注記32及び39参照）。

2024年12月31日及び2023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	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
流動資産(1)		**8,236**	**10,352**
棚卸資産	31	1,831	2,060
営業債権及びその他の債権	32	4,878	5,457
配電事業による報酬		347	283
その他		4,531	5,174
顧客との契約から生じる流動資産	27	12	4
その他の流動金融資産	30	974	1,777
非半島領土（NPT）における発電コスト超過の補償		247	473
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		201	-
その他		526	1,304
流動デリバティブ金融商品	43	541	1,054
流動負債(2)		**8,340**	**10,484**
顧客との契約から生じる非流動負債	27	487	427
流動引当金	36	1,035	1,377
流動デリバティブ金融商品	43	656	1,673
その他の非流動金融負債	38	97	104
営業債務及びその他の流動負債	39	6,065	6,903
親会社からの配当金	34.1.10、34.1.12	529	529
その他		5,536	6,374

(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。

45.2.投資活動による正味キャッシュ・フロー

2024年度の投資活動による正味キャッシュ・フローは1,333百万ユーロ（2023年度は3,196百万ユーロ）であり、これには特に以下のものが含まれる。

ー 有形固定資産及び無形資産の取得による現金収支：

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
有形固定資産及び無形資産の取得		**(1,846)**	**(2,284)**
有形固定資産及び不動産投資の取得(1)	20.1、22	(1,622)	(1,921)
無形資産の取得	23.1	(380)	(395)
顧客提供施設		105	95
固定資産のサプライヤー		51	(63)
有形固定資産及び無形資産の処分		**30**	**20**
投資活動から生じるその他の収入及び支出(2)		**195**	**106**
合計		**(1,621)**	**(2,158)**

(1) 2024年12月31日現在の55百万ユーロ、2023年12月31日現在の147百万ユーロの使用権追加分は含まない。
(2) 顧客からの補助金及び新規設置の依頼による収入に対応する。

ー 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	2024年度	2023年度
グループ会社持分の処分		**-**	**27**
Tecnatom, S.A.の株式の45%を売却	7.2	-	27
合計		**-**	**27**

－ 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	2024年度	2023年度
その他の投資による取得		**(620)**	**(377)**
非配電事業から生じる報酬		(412)	(305)
その他の金融資産		(208)	(72)
その他の投資の処分		**908**	**5,704**
正味金融保証	28.1、30	869	5,504
その他の金融資産		39	200
合計		**288**	**5,327**

45.3.財務活動による正味キャッシュ・フロー

2024年度に財務活動に使用された正味キャッシュ・フローは3,500百万ユーロ（2023年度は6,658百万ユーロ）で、主に以下の項目が含まれる。

－ 資本性金融商品から生じるキャッシュ・フロー：

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
Enel Green Power España Solar 1, S.L.の少数株主持分49.99%の売却	7	849	-
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.の減資	26.1	-	5
Endesa X Way, S.L.株主からの拠出金	26.1	(6)	(2)
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	26.1	(7)	(17)
Funds of Bosa del Ebro, S.L.及びTauste de Energía Distribuida, S.L.の少数株主からの拠出金の返還	34.2	(1)	(7)
合計		**835**	**(21)**

－ 非流動金融債務の処分：

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
銀行融資及び信用枠に係る取り崩し		225	1,075
Enel Finance International N.V. からの融資及び信用枠に係る条項		-	1,875
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	300
その他		18	41
合計	40.3	**818**	**3,291**

－ 非流動金融債務の返済：

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
銀行融資及び信用枠に係る返済		-	(675)
Enel Finance International N.V. からの融資及び信用枠に係る返済		-	(450)
その他		(40)	(45)
合計	40.3	**(40)**	**(1,170)**

－ 現在の金融債務の償却及び返済：

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
取り崩し			
ユーロ・コマーシャル・ペーパー（ECP）の発行	40.3	1,265	12,623
その他の金融負債		6	236
償却			
ユーロ・コマーシャル・ペーパー（ECP）の償還	40.3	(1,265)	(17,611)
Enel Finance International N.V. とのクレジットラインの返済	46.1.3	(3,000)	-
使用権契約の支払い		(81)	(99)
銀行ローン及びクレジットラインの償却		(777)	(1,969)
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		(178)	(165)
その他の金融負債		(11)	(66)
合計		**(4,041)**	**(7,051)**

－ 支払配当金：

百万ユーロ

	注記	2024年度	2023年度
親会社による配当金の支払い	34.1.10、34.1.12	(1,058)	(1,678)
非支配株主持分への配当金の支払い(1)		(14)	(29)
合計		**(1,072)**	**(1,707)**

(1) 主にEnel Green Power España, S.L.U.）の関連会社に対するもので、うち3百万ユーロは支払待ちである（注記34.2参照）。

注記46.残高及び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。

46.1.支出及び収入、その他の取引

2024年及び2023年における関連当事者との残高及び取引は以下の通りである。

46.1.1.費用及び収益

百万ユーロ

	2024年度				
	主要株主	取締役及び上級管理職	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
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 (1)	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
費用合計	**349**	**-**	**-**	**1**	**350**
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に係る収益 (1)	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	-	-	-	-	-
収益合計	**245**	**-**	**-**	**-**	**245**

(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。

百万ユーロ

	2023年度				
	主要株主	取締役及び上級管理職	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
金融費用	207	-	-	-	207
リース	-	-	-	-	-
受領したサービス	51	-	-	-	51
棚卸資産の購入	33	-	-	-	33
その他の費用	1,173	-	-	-	1,173
エネルギー商品から生じる金融商品に係る費用 (1)	1,085	-	-	-	1,085
電力購入	18	-	-	-	18
マネジメント又はコラボレーション契約	70	-	-	-	70
費用合計	**1,464**	**-**	**-**	**-**	**1,464**
金融収益	4	-	-	-	4
受取配当金	-	-	-	-	-
サービスの提供	5	-	-	-	5
棚卸資産の販売	261	-	-	-	261
その他の収益	447	-	-	-	447
エネルギー商品から生じる金融商品から生じる収益 (1)	440	-	-	-	440
エネルギー販売	3	-	-	-	3
マネジメント又はコラボレーション契約	2	-	-	-	2
リース	2	-	-	-	2
その他	-	-	-	-	-
収益合計	**717**	**-**	**-**	**-**	**717**

(1) 連結その他の包括利益計算書に計上された342百万ユーロ（マイナス）を含む。

46.1.2.その他の取引

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在				
		主要株主	取締役及び上級管理職	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
融資契約：融資及び出資（貸手）		-	1	-	-	1
融資契約：融資及び出資（借手）		5,646	-	-	-	5,646
Enel Finance International N.V. との間で正式に締結され、引き出されたローン及びクレジットラインの残高	46.1.3	3,521	-	-	-	3,521
Enel Finance International N.V. との未使用のコミットメント及び取消可能与信枠	40.4.1、46.1.3	2,125	-	-	-	2,125
提供した保証	46.3.1	-	8	-	-	8
提供された保証 (1)	31.3	132	-	-	-	132
履行された約定		2	-	-	-	2
配当及びその他の分配	34.1.10、34.1.12	742	-	-	-	742
その他の取引 (2)		22	-	-	67 (3)	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) 有形固定資産、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。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在				
		主要株主	取締役及び上級管理職	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
融資契約：融資及び出資（貸手）		-	1	-	-	1
融資契約：融資及び出資（借手）		10,056	-	-	-	10,056
Enel Finance International N.V. との間で正式に締結され、引き出されたローン及びクレジットラインの残高	46.1.3	6,525	-	-	-	6,525
Enel Finance International N.V. との未使用のコミットメント及び取消可能与信枠	40.4.1、46.1.3	3,525	-	-	-	3,525
Enel Global Trading S.p.A. との「クレジット・サポート・アネックス（CSA）」の残高		6	-	-	-	6
提供した保証	46.3.1	-	7	-	-	7
提供された保証 (1)	31.3	124	-	-	-	124
コミットメント (2)		30	-	-	-	30
配当及びその他の分配	34.1.10、34.1.12	1,177	-	-	-	1,177
その他の取引 (3)		23	-	-	68 (4)	91

(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) グループ会社とのコミットメントに対応する（注記20.2、23.2参照）。これには、Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l（EGIN）とのBlue Sky配電網プラットフォームの使用許諾に関するコミットメント（22百万ユーロ）が含まれる。
(3) 有形固定資産、無形資産、その他の資産の購入を含む。
(4) 2023年中のエンデサ従業員年金制度への支払いに対応する。

2024年及び2023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。

46.1.3.期末残高

2024年12月31日及び2023年12月31日現在、関連当事者との残高は以下の通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在						
		主要株主			取締役及び上級管理職	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	32	39	43	82	-	-	-	82
融資及び信用供与		-	-	-	1	-	-	1
その他の債権	(1)	261	3	264	-	-	-	264
売掛金残高合計		**300**	**46**	**346**	**1**	**-**	**-**	**347**
サプライヤーと営業債権者		527 (2)	202	729	-	-	-	729
貸付金及びその他の債権	(3)	-	3,521	3,521	-	-	-	3,521
その他の支払債務	(1)	191	-	191	-	-	-	191
未払金残高合計		**718**	**3,723**	**4,441**	**-**	**-**	**-**	**4,441**

(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3.2.o.参照）。
(2) 主に、エンデサS.A.がEnel Iberia, S.L.U.に支払う中間配当金371百万ユーロが含まれる（注記34.1.10及び39参照）。
(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。

百万ユーロ

	注記	2023年12月31日現在						
		主要株主			取締役及び上級管理職	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	32	32	71	103	-	-	-	103
融資及び信用供与		2	-	2	1	-	-	3
その他の債権	(1)	227	2	229	-	-	-	229
売掛金残高合計		**261**	**73**	**334**	**1**	**-**	**-**	**335**
サプライヤーと営業債権者		489 (2)	224	713	-	-	-	713
貸付金及びその他の債権	(3)	-	6,526	6,526	-	-	-	6,526
その他の支払債務	(1)	104	-	104	-	-	-	104
未払金残高合計		**593**	**6,750**	**7,343**	**-**	**-**	**-**	**7,343**

(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3.2.o.参照）。
(2) 主に、エンデサS.A.がEnel Iberia, S.L.U.に支払う中間配当金371百万ユーロが含まれる（注記34.1.10及び39参照）。
(3) Enel Finance International N.V.との間で正式契約及び利用されたローン及びクレジットラインの帳簿残高（合計6,520百万ユーロ）、及びEnel Global Trading S.p.A.との間で正式契約された「クレジット・サポート・アネックス（CSA）」の残高（6百万ユーロ）を含む。

Enel Finance International N.V

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在			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(1)(2)	-	-	-	1,700	-	-	マージンは67ベーシス・ポイント、使用しなかった場合に適用される手数料は20ベーシス・ポイント	2025年5月25日
Enel Finance International N.V. とのクレジットライン(1)(2)	-	-	-	700	-	-	マージンは72ベーシス・ポイント、使用しなかった場合に適用される手数料は25ベーシス・ポイント	2025年5月13日
Enel Finance International N.V. とのクレジットライン(1)	1,125	-	-	1,125	-	-	マージンは134ベーシス・ポイント、使用しなかった場合に適用される手数料は23ベーシス・ポイント	2026年5月4日
Enel Finance International N.V. とのクレジットライン(1)(3)	1,000	-	-	-	-	-	マージンは63ベーシス・ポイント、使用しなかった場合に適用される手数料は20ベーシス・ポイント	2028年5月8日
Enel Finance International N.V. とのグループ内融資(4)	-	-	-	3,000	-	3,000	固定金利3.000%	2024年10月29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1.997%	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
合計	**5,650**	**3,525**	**-**	**10,050**	**3,525**	**3,000**		

(1) 約定された取消不能なクレジットライン（注記40.4.1参照）。
(2) 2024年5月13日、Enel Finance International N.V. との間で正式に設定された2つのクレジットライン（それぞれ1,700百万ユーロ及び700百万ユーロ、当初の返済期限は2025年5月）が繰り上げ返済された。
(3) 2024年5月28日、エンデサS.A.は、Enel Finance International N.V. との間で、1,000百万ユーロの新たな長期会社間クレジットラインを正式決定した。
(4) 2024年10月29日、ローンは満期をもって全額返済された。

46.2.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

2024年12月31日及び2023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・オペレーションに対する貸付及び保証に関する情報は以下の通りである。

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	
		2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
販売及びサービスによる売上債権	32	4	13	-	5	1	3
クレジット	28.1、40、40.1.1	62	63	4	1	8	7
保証		-	-	-	-	-	-

2024年及び2023年には、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・オペレーションとの取引が含まれる。

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	
	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
収益	8	5	2	1	6	4
費用	(5)	(26)	(27)	(26)	(44)	(39)

46.3.取締役及び上級管理職

46.3.1.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。

取締役会自体は、株主総会で定められた限度額の範囲内で、毎年支払われる具体的な金額を決定し、各取締役に割り当てられた機能及び責任、取締役会委員会の委員資格、その他関連すると思われる客観的状況を考慮し、取締役会が自由に決定した方法、時期、比率で、これらの項目及び取締役の間でこの金額を配分する責任を負う。

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述の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。

- 2024年及び2023年には、各取締役の月額固定報酬は総額15.6千ユーロとなった。

- 取締役会、指名・報酬委員会（NRC）、監査・コンプライアンス委員会（ACC）、サステナビリティ・コーポレートガバナンス委員会の会合出席に対する報酬は、2024年度及び2023年度について、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15,642.56ユーロの代わりに）総額50,000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の委員長には、2024年に月額5,000ユーロ（総額）、2023年に月額5,000ユーロ（総額）の固定報酬が支給される（委員としての月額固定報酬に加えて）。

  - 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）2024年には総額3,000ユーロ、2023年には総額3,000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通りである。

  - 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

2024年及び2023年に支払われた取締役の報酬は以下の通りである。

千ユーロ

報酬項目	取締役	
	2024年度	2023年度
取締役会及び/又は委員会に所属する報酬	2,138	2,126
給与	1,000	1,000
現金による変動報酬	798(1)	759(2)
株式報酬制度	311(3)	285(4)
補償	-	-
長期貯蓄制度	14	7
その他の項目(5)	156	158
合計	**4,417**	**4,335**

(1) 2022-2024年、2023-2025年及び2024-2026年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の短期変動報酬及び長期変動報酬に相当する。2024年の連結支払額は845千ユーロで、短期変動報酬（499千ユーロ）及び長期変動報酬（346千ユーロ）に相当する。2024年には、2020-2022年戦略的インセンティブ・プランの70%（289千ユーロ）の実質的な支払いと、2021-2023年戦略的インセンティブ・プランの30%（57千ユーロ）の支払い権利が統合された。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（239千ユーロ）と株式支払要素があり、これに基づいて5,567株が交付され、107千ユーロの粗利益が生じた。

(2) 2021-2023年、2022-2024年及び2023-2025年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の短期変動報酬及び長期変動報酬に相当する。2023年の連結支払額は975千ユーロとなり、これは短期変動報酬（525千ユーロ）と長期変動報酬（450千ユーロ）に相当する。2023年には、ロイヤルティ・プラン2019-2021の70%（326千ユーロ）の実質的な支払いと、戦略的インセンティブ・プラン2020-2022の30%（124千ユーロ）の支払いの権利が統合された。この戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（62千ユーロ）と株式支払要素があり、これに基づいて3,225株が交付され、62千ユーロの粗利益が生じた。

(3) 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。

(4) 2021-2023年、2022-2024年、2023-2025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) 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

2024年及び2023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、以下の通りであった。

千ユーロ

	2024年度			2023年度		
	取締役会及び/又は委員会に所属する報酬	出席手当(9)	給与	取締役会及び/又は委員会に所属する報酬	出席手当(9)	給与
Juan Sánchez-Calero Guilarte氏	636	27	-	636	26	-
Flavio Cattaneo氏(2)	-	-	-	-	-	-
Francesco Starace氏(1)	-	-	-	-	-	-
José Damián Bogas Gálvez氏	-	-	1,000	-	-	1,000
Stefano de Angelis氏(6)	-	-	-	-	-	-
Gianni Vittorio Armani氏(4)	-	-	-	-	-	-
Eugenia Bieto Caubet氏	188	50	-	188	48	-
Ignacio Garralda Ruiz de Velasco氏	238	39	-	224	36	-
Pilar González de Frutos氏	188	48	-	188	47	-
Francesca Gostinelli氏	-	-	-	-	-	-
Alicia Koplowitz y Romero de Juseu氏(7)	59	5	-	188	17	-
Francisco de Lacerda氏	234	47	-	248	48	-
Cristina de Parias Halcón氏	188	42	-	188	44	-
Antonio Cammisecra氏(3)	-	-	-	-	-	-
Alberto de Paoli氏(5)	-	-	-	-	-	-
Guillermo Alonso Olarra氏(8)	129	20	-	-	-	-
Elisabetta Colacchia氏(8)	-	-	-	-	-	-
Michela Mossini氏(8)	-	-	-	-	-	-
合計	**1,860**	**278**	**1,000**	**1,860**	**266**	**1,000**

(1) 2023年5月10日に退任
(2) 2023年6月20日に就任
(3) 2023年7月20日に退任
(4) 2023年7月25日に就任
(5) 2023年9月18日に退任
(6) 2023年9月22日に就任
(7) 2024年4月23日に退任
(8) 2024年4月24日に就任
(9) 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

2024年及び2023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通りである。

千ユーロ

	2024年度		2023年度	
	短期	長期	短期	長期
José Damián Bogas Gálvez氏	499	299	525	233
合計	**499**	**299(1)**	**525**	**233(2)**

(1) 2022-2024年、2023-2025年及び2024-2026年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の長期変動現金報酬に相当する。2024年度の連結支払額は346千ユーロで、2020-2022年度ロイヤルティ・プランの70%（145千ユーロ）の実質的な支払いと、2021-2023年度戦略的インセンティブ・プランの30%の支払権利から成る。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。

(2) 2021-2023年、2022-2024年及び2023-2025年戦略的インセンティブ・プランの3分の1の長期変動現金報酬に相当する。2023年度の連結支払額は450千ユーロで、2019-2021年度ロイヤルティ・プランの70%（326千ユーロ）の実質的な支払いと、2020-2022年度戦略的インセンティブ・プランの30%の支払権利から成る。この戦略的インセンティブ・プランには、現金支払要素（62千ユーロ）と株式ベース支払要素があり、この支払要素に基づき3,225株が交付され、その結果、総額62千ユーロが給付された。

長期貯蓄制度

2024年度の執行取締役に対する年金基金及び年金制度への拠出額は総額14千ユーロ（2023年度は総額7千ユーロ）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）。

2024年の保険料総額は84千ユーロであった（2023年は78千ユーロ）。

立替金及び貸付金

2024年12月31日現在、執行取締役は平均利率4.121%の総額230千ユーロの借入金（2023年12月31日現在、総額230千ユーロ、平均利率3.534%）、及び総額421千ユーロの無利息借入金（2023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46.1.2参照）。

年金基金及び年金制度：未払給付金

2024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14,707千ユーロの権利を有している（2023年12月31日現在、総額14,280千ユーロ）。

当社が執行取締役に付与した保証

2024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、保証人として7,575千ユーロ（2023年12月31日現在は7,347千ユーロ）の保証を差し入れている（注記46.1.2、46.3.3参照）。

46.3.2.上級管理職の報酬

上級管理職のうち、業務執行役ではない構成員は以下の通りである。

氏名	上級管理職2024年度 職位(1)
María Lacasa Marquina氏(3)	ゼネラル・マネージャー – コミュニケーション
Ignacio Jiménez Soler氏(4)	ゼネラル・マネージャー – コミュニケーション
Juan María Moreno Mellado氏	ゼネラル・マネージャー – エネルギー管理
Paolo Bondi氏	ゼネラル・マネージャー – 人事及び組織
Rafael González Sánchez氏	ゼネラル・マネージャー – 発電
José Manuel Revuelta Mediavilla氏	ゼネラル・マネージャー – インフラ及び系統
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・企業問題コンサルタンシー
Davide Ciciliato氏(5)	ゼネラル・マネージャー – 商業化
José Casas Marín氏	ゼネラル・マネージャー – 機関問題及び規制（イベリア）
Pablo Azcoitia Lorente氏	ゼネラル・マネージャー – 不動産・一般サービス
Gonzalo Carbó de Haya氏	ゼネラル・マネージャー – 原子力
Patricia Fernández Salís氏	ゼネラル・マネージャー – 監査
Manuel Fernando Marín Guzmán氏	ゼネラル・マネージャー – ICTデジタル・ソリューション
María Malaxechevarría Grande氏	ゼネラル・マネージャー – サステナビリティ
Ignacio Mateo Montoya氏	ゼネラル・マネージャー – 調達
Marco Palermo氏	ゼネラル・マネージャー – 管理、財務及び統制
Florencio José Retortillo Rodríguez氏(5)	ゼネラル・マネージャー – セキュリティ
Javier Uriarte Monereo氏(2)	ゼネラル・マネージャー – 商業化

(1) この表に含まれる人物のリストは、2013年6月12日付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日付退任
(3) 2024年7月1日付就任
(4) 2024年6月30日付退任
(5) 2024年6月1日付就任

氏名	上級管理職2023年度 職位(1)
Ignacio Jiménez Soler氏	ゼネラル・マネージャー – コミュニケーション
Juan María Moreno Mellado氏	ゼネラル・マネージャー – エネルギー管理
Paolo Bondi氏	ゼネラル・マネージャー – 人事及び組織
Rafael González Sánchez氏	ゼネラル・マネージャー – 発電
José Manuel Revuelta Mediavilla氏	ゼネラル・マネージャー – インフラ及び系統
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・企業問題コンサルタンシー
Javier Uriarte Monereo氏	ゼネラル・マネージャー – 商業化
José Casas Marín氏	ゼネラル・マネージャー – 機関問題及び規制（イベリア）
Pablo Azcoitia Lorente氏	ゼネラル・マネージャー – メディア
Gonzalo Carbó de Haya氏	ゼネラル・マネージャー – 原子力
Patricia Fernández Salís氏	ゼネラル・マネージャー – 監査
Manuel Fernando Marín Guzmán氏	ゼネラル・マネージャー – ICTデジタル・ソリューション
María Malaxechevarría Grande氏	ゼネラル・マネージャー – サステナビリティ
Ignacio Mateo Montoya氏	ゼネラル・マネージャー – 調達
Marco Palermo氏	ゼネラル・マネージャー – 管理、財務及び統制
Davide Ciciliato氏(2)	ゼネラル・マネージャー – Endesa X

(1) この表に含まれる人物のリストは、2013年6月12日付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) 2023年10月31日、Davide Ciciliato氏はエンデサXのゼネラル・マネージャーを辞任した。同局は商業化総局に統合された。

上級管理職の報酬

2024年及び2023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った。

千ユーロ

	報酬			
	社内		エンデサ・グループ会社の取締役会のメンバーとしての報酬	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
固定報酬	5,287(1)	5,509 (2)	-	-
変動報酬	3,677(3)	3,638 (4)	-	-
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	1,164 (5)	1,174 (6)	-	-
その他	3,744(7)	343	-	-
合計	**13,872**	**10,664**	**-**	**-**

(1) 上級管理職が受け取る報酬には、株式購入の割引に関連する金額84千ユーロと、柔軟な報酬制度に基づく社員食堂の割引6千ユーロが含まれる。
(2) 上級管理職が受け取る報酬には、株式購入の割引に関連する金額84千ユーロと、柔軟な報酬制度に基づく社員食堂の割引6千ユーロが含まれる。
(3) 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年度の連結支払額は3,591千ユーロで、短期変動報酬（2,456千ユーロ）と長期変動報酬（1,135千ユーロ）から成る。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。
(4) 短期変動報酬に相当し、2021-2023年、2022-2024年、2023-2025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年度の連結支払額は4,229千ユーロで、短期変動報酬（2,541千ユーロ）と長期変動報酬（1,688千ユーロ）から成る。2023年には、2019-2021年ロイヤルティ・プランの70%の実質的な支払いが、2020-2022年戦略的インセンティブ・プランの30%の支払いの権利とともに統合された。
(5) 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。
(6) 2021-2023年、2022-2024年、2023-2025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) その他の概念としては、現物報酬や退職金の支払いがある。

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のメンバーとしての報酬	
	2024年度	2023年度	2024年度	2023年度
立替	540	586	-	-
付与した貸付金	-	-	-	-
年金基金及び年金制度拠出金	692	816	-	-
年金基金及び年金制度未払給付金	15,781	19,793	-	-
生命保険及び損害保険料	189	162	-	-

当社が上級管理職に付与した保証

2024年12月31日及び2023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。

前へ　次へ

46.3.3.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（NRC）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避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、José Damián Bogas Gálvez**氏は、上級管理職としての雇用を終了した時点で、**7,575**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7,575**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**年間の競業避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、保証報酬に対する最高経営責任者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	・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避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。 ・管理職の一方的な決定による。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。 ・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。 ・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。 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。
契約後の競業避止義務契約	・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。

2024年12月31日及び2023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。

46.3.4.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、又は補完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通りである。

2024年12月31日現在				
取締役氏名	会社の税務ID又はVAT 番号	会社名	持分 (%)	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.	-	ゼネラル・マネージャー – 管理、財務及び統制
Gianni Vittorio Armani氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids, S.r.l.のゼネラル・マネージャー
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	Enel X Retailのグローバル・ヘッド
Michela Mossini氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00005312	CEO兼戦略室ゼネラル・マネージャー
Elisabetta Colacchia氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.00010525	人事・組織担当ゼネラル・マネージャー

2023年12月31日現在				
取締役氏名	会社の税務ID又はVAT 番号	会社名	持分 (%)	役職
Flavio Cattaneo氏	00811720580	Enel, S.p.A.	0.02459013	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.	-	ゼネラル・マネージャー – 管理、財務及び統制
Gianni Vittorio Armani氏	00811720580	Enel, S.p.A.	-	Enel Grids, S.r.l.のゼネラル・マネージャー
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.	0.00028522	Enel X Retailのグローバル・ヘッド

取締役会メンバーは、会社法（LSC）第229条に従い、2024年において、自己の利益と会社の利益との間に直接的又は間接的な抵触がないことを報告した。

性別による分布：2024年12月31日現在、エンデサ取締役会は14名の取締役で構成され、うち6名が女性である（2023年12月31日現在は12名の取締役、うち5名が女性）。

2024年及び2023年に、当社は取締役及び上級管理職に対して、それぞれ総額1,726千ユーロ及び1,768千ユーロの第三者賠償責任保険に加入した。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担保している。

2024年及び2023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。

46.3.5.当社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「ロイヤルティ及び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。毎年2010年1月1日から開始される連続する3か年のプログラムを通じて構成されている。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%、該当する場合には、プラン終了の2年後に支払われる。

ロイヤルティ・プラン及び戦略インセンティブ・プランの積立期間が終了した後は、これらのプランの支払いを受ける権利は、退職、有期契約の終了、又は死亡した場合のみとなり、支払いは対応する時期に行われ、死亡した場合には相続人に繰り上げられる場合がある。発生期間が終了していないロイヤルティ・プラン及び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、契約関係が終了する日まで、「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。

2022年 - 2024年戦略的インセンティブ・プラン

2022年4月29日、エンデサS.A.の定時株主総会は、「2022年-2024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プランを承認した。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、戦略的プラン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
2022年 - 2024年戦略的インセンティブ・プラン	・ 業績評価期間は2022年1月1日から3年間である。
	・ 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。
	・ 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%、該当する場合には、プラン終了の2年後に支払われる。

発生したインセンティブ総額について、当該プランでは、目標インセンティブの最大50%まで株式で支払われることを想定している。

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、「2022年-2024年戦略的インセンティブ・プラン」の発生は、2022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
2022年-2024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.発生期間における累積平均使用資本利益率（ROACE）(1)目標。エンデサの累積ROACE目標は、2022年から2024年までの累積における経常営業利益（経常EBIT）(2)と平均正味投下資本（平均NIC）(3)の関係を累積的に表している。	25%
	3.再生可能エネルギーによる純設備容量は、2024年の注記におけるエンデサの累積純設備容量に対する再生可能エネルギーによる純設備容量の比率で表される（注5.1参照）。	10%
	4.スペインのEndesaの二酸化炭素（CO_2）排出量を2024年までに削減する（注記5.1参照）。	10%
	5.2024年の管理職の後継者計画における女性の割合。	5%

(1) 平均使用資本利益率（ROACE）（%）＝税効果控除後税引後経常営業利益（経常EBIT）/平均正味投資資本（平均NIC）。
(2) 経常営業利益（経常EBIT（百万ユーロ）＝予算外の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－現金及び現金同等物）n
+（資本+純有利子債務－現金及び現金同等物 n-1）÷2。

各目標には、目標が達成されたと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%の範囲となる。

2023年‐2025年戦略的インセンティブ・プラン

2023年4月28日、当社の定時株主総会は、「2023年‐2025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「2022年-2024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、「2023年-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.ROIC目標（投下資本利益率）(1)－WACC（加重平均資本コスト）(3)は、NOPAT（税効果控除後経常利益）(2)と平均正味投下資本（NIC）(4)からWACCを差し引いた比率で表される。	30%
	3.スペインとポルトガルにおけるエンデサの二酸化炭素（CO_2）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）（%）＝税効果控除後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) 税効果を除く経常営業利益（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) WACC（加重平均資本コスト）＝該当期間におけるエンデサの税引後割引率。
(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。

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、前セクションに記載した「2022年-2024年戦略的インセンティブ・プラン」及び「2023年-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、業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年-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
2024年-2026年戦略的インセンティブの発生	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TSR(1)のパフォーマンスに対するエンデサS.A.の平均「株主総利回り」(1)(TSR)のパフォーマンス。	45%
	2.ROIC目標（投下資本利益率）(2) - WACC（加重平均資本コスト）(5)は、NOPAT（税効果控除後経常利益）(3)と平均正味投下資本（NIC）(4)からWACC(5)を差し引いた比率で表される。	30%
	3.二酸化炭素（CO_2）排出量の削減：スペイン本土電気系統の熱格差の推移に基づき、2026年のエンデサの二酸化炭素（CO_2）排出量（gCO2/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）（%）＝税効果控除後税引前経常営業利益（税効果控除後税引前経常EBIT）/平均投下資本（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。
(5) WACC（加重平均資本コスト）＝該当期間におけるエンデサの税引後割引率。

2024年に施行された制度に基づく未払額は総額4百万ユーロ（2021-2023年度、2022-2024年度及び2023-2025年度の戦略的インセンティブ・プランに関連する2023年度の未払額は総額4百万ユーロ）であり、株式による決済が予定されている株式ベースの支払いの見積りに対応する総額は2百万ユーロ（2021-2023年度、2022-2024年度及び2023-2025年度の戦略的インセンティブ・プランに関連する2023年度の総額は2百万ユーロ）であった。

連結財務諸表上の純資産の部における「その他の資本性金融商品」セクションは、2024年度の取引を反映しており、2024年12月31日現在の残高は5百万ユーロ（2023年12月31日時点では5百万ユーロ）である。

注記47.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

2024年12月31日及び2023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通りである。

百万ユーロ

	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
第三者に発行される保証：			
担保に供している有形固定資産	20.4、34.1.13、40.4.3	32	39
短期及び長期のガス契約(1)		293	466
エネルギー契約		112	69
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	57
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	46.2	-	3
合計(2)		**524**	**674**
将来の購入約定：			
有形固定資産	20.2	875	1,160
無形資産	23.2	25	115
金融資産	40.1.4	-	-
子会社の買収	7	1,000	-
サービスの提供	27.1	19	15
エネルギー商品及びその他の購入：	31.3	18,252	18,848
エネルギー商品		18,150	18,691
電力		-	-
二酸化炭素（CO_2）排出枠		34	100
その他の棚卸資産		68	57
合計		**20,171**	**20,138**

(1) LNG船リース契約に関連する保証を含む。
(2) 第三者に対する銀行保証を除く。

エンデサは、2024年12月31日現在で提供された保証から発生する可能性のある追加債務があるとしても、それは重要なものではないと考えている。

本連結財務諸表の注記7、20、23、27、31及び40.1.4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することが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考えている。

注記48.監査人への報酬

2024年12月31日及び2023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通りである。

千ユーロ

	2024年度	2023年度
監査業務	2,122	2,086
その他の会計検証業務(1)	752	539
その他のサービス(2)	200	370
合計	**3,074**	**2,995**

(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49.従業員

49.1.最終労働力

エンデサの最終労働力は以下の通りである。

従業員数

	最終労働力					
	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	149	43	192	160	43	203
中間管理職	2,394	1,352	3,746	2,425	1,345	3,770
管理スタッフ及び工員	3,973	1,003	4,976	4,033	1,029	5,062
従業員数合計	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

従業員数

	最終労働力					
	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電と商業化	3,592	1,220	4,812	3,697	1,258	4,955
配電	2,263	520	2,783	2,254	496	2,750
ストラクチャー及びその他(1)	661	658	1,319	667	663	1,330
従業員数合計	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

⑴ ストラクチャー及びサービス。

従業員数

	最終労働力					
	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
30歳未満	280	143	423	326	170	496
30歳以上50歳未満	3,624	1,478	5,102	3,729	1,565	5,294
50歳以上	2,612	777	3,389	2,563	682	3,245
従業員数合計	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

従業員数

	最終労働力					
	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
スペイン	6,501	2,384	8,885	6,601	2,401	9,002
ポルトガル	15	14	29	17	16	33
従業員数合計	**6,516**	**2,398**	**8,914**	**6,618**	**2,417**	**9,035**

49.2.平均労働力

エンデサの平均従業員数の詳細は以下の通りである。

従業員数

	平均労働力					
	2024年度			2023年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	154	42	196	163	43	206
中間管理職	2,392	1,332	3,724	2,428	1,322	3,750
管理スタッフ及び工員	3,901	995	4,896	4,099	1,042	5,141
従業員数合計	**6,447**	**2,369**	**8,816**	**6,690**	**2,407**	**9,097**

従業員数

	平均労働力					
	2024年度			2023年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電と商業化	3,600	1,227	4,827	3,747	1,243	4,990
配電	2,192	491	2,683	2,258	491	2,749
ストラクチャー及びその他[1]	655	651	1,306	685	673	1,358
従業員数合計	**6,447**	**2,369**	**8,816**	**6,690**	**2,407**	**9,097**

⑴ ストラクチャー及びサービス。

2024年と2023年のジョイント・オペレーションの平均従業員数はそれぞれ749人と773人であった。

2024年と2023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通りである。

従業員数

	障害のある労働者の平均[1]					
	2024年度			2023年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
管理職	1	-	1	1	-	1
中間管理職	29	7	36	27	7	34
管理スタッフ及び工員	42	15	57	41	14	55
従業員数合計	**72**	**22**	**94**	**69**	**21**	**90**

⑴ 33%以上

従業員数

	障害のある労働者の平均[1]					
	2024年度			2023年度		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計
発電と商業化	32	11	43	30	10	40
配電	24	2	26	23	2	25
ストラクチャー及びその他[2]	16	9	25	16	9	25
従業員数合計	**72**	**22**	**94**	**69**	**21**	**90**

⑴ 33%以上
⑵ ストラクチャー及びサービス。

注記50.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通りである。

- 現在、1998年7月18日にAguilar de Segarra（Barcelona）で発生した森林火災に関連して、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に対して、2件の大きな訴訟が進行中である。これらの訴訟により、同社は総額3百万ユーロに上る様々な損害賠償請求との和解を求められる可能性がある。

- 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Riellо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。この訴訟は、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日に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・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、「Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica」協会が、Valdesamario風力発電所とPeña del Gato風力発電所の行政許可と環境影響評価（EIA）に関する控訴棄却に対し、Leon行政裁判所に2件の争訟控訴を提起したことを通知された。Valdesamario風力発電所に関する控訴は現在証拠開示段階にあり、Peña del Gato風力発電所に関する控訴は結審段階にある。

- 最高裁判所は、エンデサS.A.、Endesa Energía, S.A.U.及びEnergía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.が申し立てた上訴、2013年12月26日付電力セクター法24/2013、2016年12月23日付勅令法7/2016及び2017年10月6日付勅令法897/2017の第45.4条で想定されている、社会的補填の費用を調達し、社会的排除のリスクにさらされているラストリゾート・タリフ（Tarifas de Último Recurso - TUR）を利用する重度に脆弱な消費者の消費者への供給を公的機関と共同で賄う義務に対して、他の電力セクター会社が提出した上訴について、2021年2月21日付判決番号212/2022を言い渡した。これは、社会的補填に資金を提供するための第3のシステムに対して提起された控訴であり、このシステムでは、電力の商業化活動を行う企業グループの親会社、又は企業グループの一部を形成していない場合は電力の商業化活動を行う企業自体に資金を提供する義務が課せられた。特に、最高裁判所は、(i)LRTを利用し、社会的排除の危険にさらされている重度に脆弱な消費者の供給に対する社会的補填融資制度及び行政との協調融資制度は不適用であり、(ii)2017年10月6日付勅令897/2017の第12条から第17条は不適用であり、無効であるとする上訴を部分的に支持した。代わりに、(iii)社会的補填の資金調達及び共同融資のために支払われた金額を補償される請求者の権利、つまり、これに関して支払われた全ての金額が、顧客に転嫁された可能性のある金額を差し引いて返金されることが認められる。最後に、(iv)社会的補填の申請、検証、管理手続を実施するために投じられた金額と、この手続を適用するために支払われた金額を、適切であれば顧客に転嫁されたであろう金額を割り引いて補償される申立人の権利が宣言される。2022年5月24日付命令により、裁定は責任機関によって受領されたものとみなされ、電力総局は裁定を尊重しなければならないことが示された。2022年11月10日、行政の非活動性に鑑み、強制執行を求める文書が提出された。その後、2023年1月9日付命令により、環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - MITECO）から裁定執行状況に関する報告を受け、エンデサは、行政当局が補償金として支払うべき金額を設定したかどうかを10日以内に報告するよう通告された。2023年1月24日、エンデサは、対応する報告書とともに申立書を提出し、MITECOが裁定執行状況に関する報告書の根拠とした国家市場競争委員会（Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - CNMC）が作成した報告書へのアクセスを要求し、前述の報告書を踏まえてさらなる申し立てを行う権利を留保した。2023年3月29日、最高裁判所に対し、(i)争いのない賠償請求額を直ちに支払うこと、(ii)MITECOが判決の執行状況に関する報告書を作成する際に依拠したCNMCからの報告書を転送すること、(iii)国選弁護士を召喚して提出書類を提出させ、提出された専門家報告書の批准を進めることを求める新たな提出書類が提出された。2023年5月26日、最高裁判所はとりわけ以下の決定を下した。(i)裁決の執行を開始すること、(ii)MITECOに対し、要求とおり2022年3月24日付のCNMCの報告書を提出するよう命じること、(iii)エンデサが提出した申立てを部分的に支持すること（申立てでは、Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は、裁定の主文セクション4に規定された事項について、152百万ユーロに支払日から償還日までの法定利息を加えた額を支払う権利を有すると宣言した）、(iv)MITECOに対し、顧客に転嫁された該当額を控除した後、エンデサの規制対象外小売業者の社会的補填の資金調達費用の取り分に対する補償として控訴人に支払われるべき金額を、最長1ヶ月以内に算定するよう命じること、(v)MITECOに対し、社会的補填の申請、検証、管理プロセスを実施するために投資された金額について、控訴人に支払われるべき金額を可能な限り速やかに定量化し、最大2カ月以内に、控訴人に対し、本規則の運用部分に規定された条件に従い、適切な金額に法定利息を加算した金額を支払うよう命じること。2023年7月28日、エネルギー省長官は、エンデサに対し、(i)規制市場セグメントの顧客に関連する資金調達費用として152百万ユーロの補償金（これには、支払開始日までに発生した法定利息、合計21百万ユーロが加算される）、及び(ii)社会的補填の実施・処理費用として7百万ユーロの補償金（対応する法定利息を含む）、を認める決議を行った。規制緩和市場セグメントの顧客に関連する資金調達コストに関しては、前述のエネルギー省長官決議はいかなる補償も認めていない。2023年9月18日、エンデサは、エンデサが規制緩和市場セグメントの顧客に関連する社会的補填の資金調達コストを転嫁しておらず、したがって全額補償を受ける権利があることを証明するため、対応する専門家報告書とともに最高裁判所に答弁書を提出した。2024年4月2日の判決により、最高裁判所はエンデサが提案した証拠を認めた。2024年4月、エンデサが提出した専門家報告書は批准され、2024年5月、裁判所は司法専門家を任命し、その報告書は2024年7月4日に批准された。最終的に、関連報告書が批准された後、最高裁判所は2024年9月18日の判決で上訴を支持し、以下のように決定した。

i. 2023年7月21日付でエネルギー省長官が発表した、上訴で請求された金額のうち行政当局が認めなかった金額に関する決議の一部を無効とする。

ii. Endesa Energía S.A.U.が供給する消費者への融資及び協調融資に割り当てられた金額に対する148百万ユーロの支払いと、支払日から実際の償還日までの対応する利息の支払いを受けるエンデサの権利を宣言する。

iii. Energía XXI Comercializadora de Referencia S.L.U.が供給する消費者に対する社会的補填の申請、検証、管理プロセスを実施するために投資した金額について、元本6百万ユーロの支払いを受けるエンデサの権利を宣言する。最高裁判所の判決によれば、この金額は、この目的のために行政当局がすでに支払った金額（6百万ユーロ）に加え、支払日から払い戻し日までの対応する利息を加えて支払われるべきである。

行政が社会的補填の申請、検証、管理プロセスの実施に投資された金額の全額をすでに支払っていたこと（セクション（iii）に記載）を踏まえ、2024年12月13日、エンデサは最高裁判所に対し、Endesa Energía S.A.U.が供給する消費者の融資及び共同融資に充てられた148百万ユーロが依然として支払い保留中であると通知した。

ー 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、小口需要家のための自主価格（VPSC）又はLRTの顧客に対する請求書を、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Energia XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.から提出された。2019年6月20日、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ネル（小口需要家のための自主価格（VPSC）又はLRT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、この争訟行政控訴を棄却する判決が国家裁判所から提出された。Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U.は、最高裁判所に上訴を行った。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）としての地位を悪用し、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な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.から提出された後、2022年6月10日、CNMC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、競争防衛に関する2007年7月3日付法律15/2007（LDC）の第2条に反する2つの非常に重大な違反行為について、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。

- 2022年1月24日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、2021年11月18日付のカナリア諸島政府エネルギー総局からの新たな決議について通知を受けた。この決議により、5件の継続的かつ重大な違反行為と、2件の非継続的な極めて重大な違反行為があったとして、制裁手続ES.AE.LP 06/2020が開始され、94百万ユーロの罰金が科される可能性がある。申し立てられた侵害は、送電網へのアクセス及び接続の要求、接続の実行、顧客の要求の処理、提供された情報、導入されたシステム、実行の遅延、苦情及びクレームサービスに関するものであった。これらの違反は、50の非罰則的な行政訴訟に関連していた。申し立ては2022年3月18日に提出された。2022年9月28日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に罰金を科すことを提案する2022年9月26日付決議案が通知された。電力セクターに関する2013年12月26日付法律24/2013に基づき、5件の重大な違反と2件の極めて重大な違反を犯した企業として31百万ユーロの罰金が科せられる。

  カナリア諸島高等司法裁判所による最近の判決を受けて、手続開始時に当初の金額を減額するというこのパターンは、他の軽微な制裁事件や、期限切れによる事件の終結でも再現されつつある。しかし、過去に失効とされたケースが再開された例もある。

- 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。

この規定の適用により、系統運用者は、前述の勅令法で定められたメソドロジーにしたがって算出された金額を毎月決済することになり、その支払いは、影響を受ける設備を所有する発電会社、又はその発電会社によって生産されたエネルギーが同じ企業グループ内で二者間売買されている場合は商業化会社に対応するものとなる。

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日付CNMC決議で終了し、当初はエンデサに5百万ユーロの支払い義務が生じた。エンデサはこの決議を不服として、国家高等裁判所に控訴した。

さらに、2024年4月18日付CNMC決議を受けて、エンデサは不利な行政行為の取り消しを請求した。この要請は、CNMCに対し、エンデサの正味販売者ポジションを計算する際にエンデサが提供した特定のデータを考慮し、それに応じて減免制度の支払い対象外と申告されたエネルギー量を調整するよう求めるものであった。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。裁判所はこの要求を認め、4百万ユーロをエンデサに支払った。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での請求額は、（当初請求していた5百万ユーロではなく）現在1百万ユーロとなっている。

国家市場競争委員会（CNMC）は、2022年4月から2023年12月までのエンデサの決済を検証・チェックする手続の開始について、まだエンデサに通知していない。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年度及び2022年度に関して、エンデサは2021年9月14日付勅令法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。

ー 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。

この件は現在進行中である。具体的には、2024年10月3日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は請求を提出した。国選弁護士は2024年10月29日にこの請求に応じ、この問題は現在結論の段階にある。

- Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に対し、反競争的慣行の疑いで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の複数の事業所に対して調査を実施した。その後、2024年7月5日、競争総局は、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.に対し、電力小売市場、エネルギーサービスの提供、計測機器の設置、自家消費の設置・運営に関する手続に関する苦情の解決において、（エンデサとは関係のない第三者の小売業者に不利な）差別的取り扱いからなる支配的地位の濫用の疑いで、懲戒手続を開始することに合意した。

  国家市場競争委員会（CNMC）が発表したプレスリリースによると、この訴訟の開始は調査の最終結果を予断するものではないという。前述の制裁手続はまだ初期段階にある。

- 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 Unión Fenosa Renovables, S.A.（EUFER）とEnel Green Power España, S.L.U.の合併訴訟による潜在的損失に関連する偶発損失額は、Enel Iberia, S.L.U.グループに対する現在進行中の査察手続の過程で税務調査官が共有した基準に基づいて見積られている。この基準は、2011年以降に係争中の税務調査で納付された税金が回収される可能性を考慮したものであり、2024年12月31日現在、当該回収の潜在的な正味偶発債務は33百万ユーロであることを意味する。債務の停止を確実にするために保証が設けられている。

- 2018年7月9日、エンデサS.A.は、同社が属する両税の財政統合グループに関する法人税（CIT）及び付加価値税（VAT）に関する最終和解合意の通知を受けた。これらの合意は、2011年から2014年までの税務検査に起因するもので、その後、2018年7月27日にTEACに提訴された。2022年1月28日、付加価値税（VAT）に関して部分的に有利な裁定が下されたが、その後、国家裁判所に提訴された。最後に、2022年4月4日、法人税（CIT）に関する裁定が下され、同様に国家裁判所に提訴された。

  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51百万ユーロに達し、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、主な論点は比例配分ルールの適用であり、関連する偶発債務は7百万ユーロに達し、国家高等裁判所の予防措置が2023年6月5日に却下された後、対応する和解金が支払われた。

- 2015年から2018年までの税務調査プロセスに関し、エンデサS.A.が属する財政統合グループの法人税（CIT）及び付加価値税（VAT）、並びに各被監査会社の個人所得税の源泉徴収（Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas - IRPF）について、最終的な和解合意書を受領した。当該合意はTEACに控訴され、2024年に以下の棄却決定が下された。2024年2月29日、法人税（CIT）上の金融費用の損金算入を合法化する和解合意に関する決定が下され、2024年3月26日、個人所得税（IRPF）に関する決定が下された。さらに、2024年10月3日、法人税（CIT）の一般部分に関する和解契約について、部分的に有利な裁定を受けた。同様に2024年10月7日、付加価値税（VAT）に関しても部分的に有利な裁定を受けた。これらの判決は国家高等裁判所で争われている。

  現在議論されている概念は主に、検査期間中の特定の金融費用の損金算入に関する基準の相違と、研究開発･技術革新（R&D&I）に対する認定控除の一部却下に起因している。この手続に伴う偶発債務は50百万ユーロである。債務の停止は保証によって担保されている。

- 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5百万ユーロの払い戻しを承認した。141百万ユーロの払い戻しを全て拒否する和解契約が結ばれた。

- 2022年12月27日付法律38/2022により導入された新しい臨時エネルギー賦課金は、エネルギー機関及び金融信用機関に対する暫定税を制定し、大富豪に対する暫定連帯税を創設するとともに、特定の税制を改正するもので（注6参照）、エンデサS.A.は、この税が欧州法及びスペイン法に反しているとして、2023年2月に国家高等裁判所で実施規則に異議を申し立てた。同社は2023年と2024年に提出された税務申告書に対して自己不服を申し立て、361百万ユーロの追加還付を請求した。

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。

これらの条項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。

2024年及び2023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11百万ユーロ及び18百万ユーロであった。

注記51.将来適用予定の会計基準

a) 欧州連合 (EU) により承認され、2025年に初めて適用される基準及び解釈指針

基準、基準の改訂及び解釈指針	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:「交換性の欠如」	2025年1月1日

本連結財務諸表の作成日現在、エンデサの経営陣はその適用による影響を評価中であるが、連結財務諸表に重要な影響を与えることはないと予想している。

b) 国際会計基準審議会 (IASB) が発行した基準及び解釈指針 (欧州連合 (EU) による承認待ち)

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	強制適用:(1) 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基準の年次改訂、第11巻(2)	2026年1月1日
IFRS第9号及びIFRS第7号の改訂:「再生可能電力に係る契約」	2026年1月1日
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18号「財務諸表における表示及び開示」	2027年1月1日

(1) 欧州連合 (EU) がこのまま採択した場合。

(2) 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:開示」及びその適用ガイド、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」の改訂。

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 (EU) 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52.報告期間後の事象

2025年1月、液化天然ガス (LNG) 生産会社がEndesa Generación, S.A.U.に対し、長期液化天然ガス (LNG) 供給契約の価格見直しを求める仲裁手続を開始した。原告は、価格調整に関する具体的な請求を策定しておらず、訴訟手続の後半で行う権利を留保しているが、前回の交渉段階では、2024年12月31日現在の見積りで、Endesa Generación, S.A.U.による利息を含む308百万米ドル (USD) の遡及支払いにつながる価格引き上げを要求していた。この金額は訴訟手続の過程で変動する可能性がある。いずれにせよ、請求の内容を知るまでは、その評価を下すのは時期尚早である。

2025年2月18日、国家市場競争委員会 (CNMC) より、2021年度の配電事業の報酬を承認する決議に関する通知を受領した。本連結財務諸表の作成日現在、この適用による重要な影響は見込まれていない。

2025年2月24日、Edistribución Redes Digitales, S.L.U.は、Palma de Mallorca市議会に対し、実行ユニット71-03 Llevant Façana Marítimaセクターの協力プロジェクトから生じた3つの不動産を正式に売却した。これらの不動産は、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」及び「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」の項目にそれぞれ28百万ユーロと17百万ユーロで計上され (注記22参照)、1百万ユーロの総譲渡益を計上した。

前項に記載した事項を除き、2024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53.英語翻訳説明の追加

当該連結財務諸表は、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。また、本連結財務諸表は、スペイン語で発行された原文から翻訳されたものである。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、2024年12月31日時点でエンデサの傘下にあった企業の一覧である。

主な活動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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
PARENT COMPANY										
ENDESA, S.A.	MADRID (スペイン)	1,270,502,540.40ユーロ		保有			100.00		100.00	KPMG AUDITORES
COMPANIES										
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)	EUR 60,100.00		F.C.	ENDESA, S.A.	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	100.00	KPMG AUDITORES
ARENA GREEN POWER 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA GREEN POWER 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA GREEN POWER 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA GREEN POWER 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA GREEN POWER 5, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 11, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 12, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 13, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 20, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 33, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 34, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ARENA POWER SOLAR 35, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	TARRAGONA (スペイン)	EUR 19,232,400.00		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)	EUR 3,000.00		E.M. (J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	未監査
BAIKAL ENTERPRISE, S.L. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	EUR 3,006.00		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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
BALEARES ENERGY, S.L.(**単一株主会社**)	PALMA DE MALLORCA (**スペイン**)	EUR 4,509.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
BAYLIO SOLAR, S.L.(**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
BOSA DEL EBRO, S.L.	ZARAGOZA (**スペイン**)	EUR 3,010.00		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 (**スペイン**)	EUR 3,000.00		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	33.96	**未監査**
CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (**スペイン**)	EUR 3,000.00		E.M.(J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.(**単一株主会社**)	25.30	25.30	25.30	25.30	**未監査**
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	SEVILLE (**スペイン**)	EUR 364,213.34		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 (**スペイン**)	EUR 595,001.98		E.M.(A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A.(**単一株主会社**)	33.33	33.33	33.33	33.33	**未監査**
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	MADRID (**スペイン**)	EUR 0.00		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 (**スペイン**)	EUR 36,060.73		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.(**単一株主会社**)	20.00	20.00	20.00	20.00	**未監査**
COGENIO IBERIA, S.L.	MADRID (**スペイン**)	EUR 2,874,621.80		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 (**スペイン**)	EUR 600,000.00		E.M.(J.V.)	ENDESA, S.A.	33.50	33.50	33.50	33.50	DELOITTE
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	SORIA (**スペイン**)	EUR 13,222,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.(**単一株主会社**)	37.50	37.50	37.50	37.50	ERNST & YOUNG
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	ZARAGOZA (**スペイン**)	EUR 271,652.00		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 (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
DEHESA PV FARM 03, S.L.(**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.(**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**未監査**
DEHESA PV FARM 04, S.L.(**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.(**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**未監査**
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	BARCELONA (**スペイン**)	EUR 108,240.00		F.C.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.(**単一株主会社**) ENDESA, S.A.	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 (**スペイン**)	EUR 12,621,210.00		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L.(**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 1,204,540,060.00		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EGPE SOLAR 2, S.L.(**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.(**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**未監査**

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
ELCOGAS, S.A. (清算中)	CIUDAD REAL (スペイン)	EUR 809,690.40		E.M.(A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	40.99	40.99	40.99	40.99	未監査
ELECGAS, S.A.	SANTARÉM (ポルトガル)	EUR 50,000.00		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)	EUR 165,876.00		F.C.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (単一株主会社) ENDESA, S.A.	47.46 52.54	100.00	47.46 52.54	100.00	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	CÁDIZ (スペイン)	EUR 1,081,821.79		E.M. (J.V.)	ENDESA, S.A.	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)	EUR 500,000.00		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	CÁDIZ (スペイン)	EUR 4,960,246.40		E.M. (J.V.)	ENDESA, S.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	DELOITTE
EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, ENCASUR, S.A. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 18,030,000.00		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. (単一株主会社)	CADIZ (スペイン)	EUR 16,562,250.00		F.C.	ENDESA, S.A.	96.42	96.42	100.00	96.42	KPMG AUDITORES
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA ENERGÍA, S.L. (単一株主会社)	CADIZ (スペイン)	EUR 10,000.00		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)	EUR 60,200.00		F.C.	ENDESA, S.A.	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)	EUR 14,445,575.90		F.C.	ENDESA, S.A.	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)	EUR 4,621,003,006.00		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	LISBOA (ポルトガル)	EUR 50,000.00		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	100.00	99.20 0.20 0.60	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	EUR 1,940,379,737.02		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	EUR 965,305.00		F.C.	ENDESA, S.A.	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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 89,999,790.00		F.C.	ENDESA, S.A.	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.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	**未監査**
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 10,138,577.00		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**)	EUR 600,000.00		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**)	EUR 11,152.74		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	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA CEUTA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.A. (**単一株主会社**)	CADIZ (**スペイン**)	EUR 65,000.00		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**)	EUR 3,576.00		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 EÓLICA GALERNA, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,413.00		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 EÓLICA GREGAL, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,250.00		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**)	EUR 9,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 2,000,000.00		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**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (**スペイン**)	EUR 546,919.10		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**)	EUR 3,200,000.00		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	ZARAGOZA (**スペイン**)	EUR 1,298,160.00		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**)	EUR 270,450.00		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**)	EUR 19,594,860.00		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.	LEON (**スペイン**)	EUR 1,635,000.00		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

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
ENERGÍAS LIMPIAS DE CARMONA, S.L.	SEVILLE (スペイン)	5,687.50ユーロ		E.M.(A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	7.69 7.69 7.69	 23.08 	6.25 6.25 6.25	 18.75 	未監査
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	TANGIER (モロッコ)	306,160,000.00モロッコ・ディルハム		E.M. (J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	32.00	32.00	32.00	32.00	DELOITTE
ENIGMA GREEN POWER 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
ENVATIOS PROMOCIÓN XX, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,561,342.50		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)	EUR 240,400.00		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)	EUR 216,360.00		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)	EUR 4,558,426.83		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)	ARS 480,930.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	未監査
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	EUR 1,758,225.50		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)	EUR 420,708.40		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)	EUR 3,000.00		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)	EUR 2,500,000.00		E.M. (J.V.)	ENDESA, S.A.	50.00	50.00	50.00	50.00	DELOITTE
EVACUACIÓN CARMONA 400-220 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLE (スペイン)	9,066.00ユーロ		E.M.(A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (単一株主会社) ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (単一株主会社)	3.45 3.45 3.45	 10.36 	3.13 3.13 3.13	 9.39 	未監査

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,505,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	70.00	70.00	70.00	70.00	KPMG AUDITORES
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,230,000.00		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)	EUR 100,000.00		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)	EUR 5,488,500.00		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)	EUR 8,046,800.00		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)	EUR 4,200,000.00		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)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
FRONT MARÍTIM DEL BESÒS, S.L.	BARCELONA (スペイン)	EUR 6,000.00		E.M. (J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	61.37	61.37	61.37	61.37	未監査
FRV CORCHITOS I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 75,800.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
FRV CORCHITOS II SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 22,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FRV GIBALBIN -JEREZ, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 23,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FRV TARIFA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FRV VILLALOBILLOS, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FRV ZAMORA SOLAR 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS, S.L. (単一株主会社)	TERUEL (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
FV ANDREA SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
FV CAMPOS SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
FV LA CERCA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
FV MENAUTE, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
FV SANTA MARÍA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	PALMA DE MALLORCA (スペイン)	EUR 213,775,700.00		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)	EUR 30,936,736.00		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)	EUR 126,210.00		F.C.	ENDESA, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	LA CORUÑA (スペイン)	EUR 1,608,200.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	30.00	30.00	30.00	30.00	未監査
HIDROFLAMICELL, S.L.	BARCELONA (スペイン)	EUR 78,120.00		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.	BARCELONA (スペイン)	EUR 3,500.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	51.00	51.00	51.00	51.00	未監査
ICE FOTOVOLTAICOS VILLAMECA, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		E.M. (J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	-	-	未監査
INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN PEÑAFLOR 220 KV, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 3,500.00		E.M. (J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	41.14	41.14	41.14	41.14	未監査
INFRAESTRUCTURAS PALOS 220, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (単一株主会社) PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (単一株主会社)	50.00 50.00	100.00	50.00 50.00	100.00	未監査
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 90,000.00		E.M.(A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社) FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社) ARANORT DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	6.41 6.41 6.41	9.62	6.41 6.41 6.41	19.23	未監査
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 12,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	30.80	15.40	30.80	30.80	未監査
INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 11,026.00		E.M.(A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (単一株主会社) FURATENA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社) ARANORT DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	7.94 7.94 7.94	11.90	7.94 7.94 7.94	23.81	未監査
KROMSCHROEDER, S.A.	BARCELONA (スペイン)	EUR 627,126.00		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)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
LOIRA DE LOGÍSTICA 3, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 5, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 6, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 7, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 8, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LOIRA DE LOGÍSTICA 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
LUCAS SOSTENIBLE, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 1,099,775.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	35.29	17.65	35.29	35.29	未監査
MARÍA RENOVABLES, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.36	45.36	45.36	45.36	未監査
MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	VALENCIA (スペイン)	-		P.C.	ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (単一株主会社) ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (単一株主会社)	9.31 9.31 7.98 4.78 4.78	 31.38 	9.31 9.31 7.98 4.78 4.78	 36.16 	未監査
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 1,820,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	36.50	36.50	36.50	36.50	未監査
MONTE REINA RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 4,000.00		E.M.(A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	20.58	20.58	20.58	20.58	未監査
NOVOLITIO RECUPERACIÓN DE BATERÍAS, S.L.	LEON (スペイン)	EUR 180,000.00		E.M.(J.V.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	未監査
NUCLENOR, S.A.	BURGOS (スペイン)	EUR 5,406,000.00		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)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
OXAGESA, A.I.E. (清算中)	TERUEL (スペイン)	EUR 6,010.12		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	未監査

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
PAMPINUS PV FARM 01, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**未監査**
PARAVENTO, S.L.	LUGO (**スペイン**)	EUR 3,006.00		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**)	EUR 1,183,100.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	30.00	30.00	30.00	30.00	**未監査**
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	MADRID (**スペイン**)	EUR 1,313,100.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	30.00	30.00	30.00	30.00	**未監査**
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (**単一株主会社**)	LA CORUÑA (**スペイン**)	EUR 5,857,704.37		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 BELMONTE, S.A.	MADRID (**スペイン**)	EUR 120,400.00		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**)	EUR 1,007,000.00		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**)	EUR 3,606,072.63		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**)	EUR 552,920.00		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**)	EUR 901,500.00		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**)	EUR 3,810,340.00		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**)	EUR 6,540,000.00		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**)	EUR 3,006.00		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**)	EUR 528,880.00		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**)	EUR 7,193,970.00		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**)	EUR 50,000.00		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**)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	100.00	100.00	100.00	100.00	**未監査**
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	BARCELONA (**スペイン**)	EUR 60,101.21		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (**単一株主会社**)	30.00	30.00	30.00	30.00	**未監査**
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (**単一株主会社**)	MADRID (**スペイン**)	EUR 12,020.00		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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
PROMOTORES MUDÉJAR 400KV, S.L.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	24.75		24.75		
					RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (単一株主会社)	5.69	34.35	5.69	37.19	未監査
					RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (単一株主会社)	6.75		6.75		
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (スペイン)	EUR 27,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	33.33	33.33	33.33	33.33	未監査
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
REBUILDING AGENTE REHABILITADOR, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 250,000.00		E.M.(J.V.)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	未監査
REN ALFAJARÍN SOLAR, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	-	-	未監査
RENOVABLES ANDORRA, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
RENOVABLES BROVALES 400KV, S.L.	SEVILLE (スペイン)	EUR 5,000.00		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	40.06	6.24	64.15	未監査
					EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	16.99		16.99		
					ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	6.24		22.20		
					ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	15.96				
RENOVABLES BROVALES SEGURA DE LEÓN 400 KV, S.L.	SEVILLE (スペイン)	EUR 5,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	31.03		31.03		
					EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (単一株主会社)	33.02	47.54	33.02	64.05	未監査
RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
RENOVABLES MANZANARES 400 KV, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 5,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	27.86		27.86		
					STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (単一株主会社)	16.12	35.92	16.12	43.98	未監査
RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
RENOVABLES TERUEL, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.21	40.21	40.21	40.21	未監査
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	SEVILLE (スペイン)	EUR 462,185.88		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	50.00	50.00	50.00	50.00	未監査
SAN FRANCISCO DE BORJA, S.A.	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 60,000.00		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)	SEVILLE (スペイン)	EUR 207,340.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 5, S.L. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 6, S.L. (単一株主会社)	SEVILLE (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 12, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SAVANNA POWER SOLAR 13, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SECCIONADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	MALAGA (スペイン)	EUR 5,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	37.50	37.50	37.50	37.50	未監査
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,010.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
SET CARMONA 400 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLE (スペイン)	EUR 10,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	16.00	16.00	16.00	16.00	未監査
SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 143,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SHARK POWER REN 4, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SHARK POWER REN 5, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SHARK POWER REN 6, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SHARK POWER REN 7, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査

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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
SHARK POWER REN 8, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SHARK POWER REN 9, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SHARK POWER REN 10, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	SHARK POWER, S.L. (単一株主会社)	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 175,200.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	28.12	28.12	28.12	28.12	未監査
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	EUR 2,007,750.00		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.	SEVILLE (スペイン)	EUR 4,507,590.78		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.	SEVILLE (スペイン)	EUR 3,286,000.00		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.	SEVILLE (スペイン)	EUR 2,404,048.42		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	未監査
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	LA CORUÑA (スペイン)	EUR 601,000.00		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)	EUR 4,053,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
SUGGESTION POWER, UNIPESSOAL, LDA.	LISBOA (ポルトガル)	EUR 50,000.00		F.C.	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100.00	100.00	100.00	100.00	未監査
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (スペイン)	EUR 12,020,240.00		E.M. (J.V.)	ENDESA, S.A.	33.50	33.50	33.50	33.50	DELOITTE
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	BARCELONA (スペイン)	EUR 2,800,000.00		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)	EUR 60,508.00		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)	EUR 5,025,000.00		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)	EUR 481,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	45.00	45.00	45.00	45.00	未監査
TERRER RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 5,000.00		E.M. (J.V.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA , S.L. (単一株主会社)	29.57	29.57	29.57	29.57	未監査
TICO SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
TICO SOLAR 2, S.L. (単一株主会社)	ZARAGOZA (スペイン)	EUR 3,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	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日現在の所有比率		2023年12月31日現在の所有比率		監査法人
						支配	経済	支配	経済	
TOLEDO PV, A.I.E.	MADRID (スペイン)	EUR 26,887.96		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)	EUR 3,000.00		E.M.(A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (単一株主会社)	8.28	8.28	8.28	8.28	未監査
TORREPALMA ENERGY 1, S.L. (単一株主会社)	MADRID (スペイン)	EUR 3,100.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100.00	50.01	100.00	100.00	KPMG AUDITORES
TRANSFORMADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	SEVILLE (スペイン)	EUR 5,000.00		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	60.53	60.53	60.53	60.53	未監査
TRÉVAGO RENOVABLES, S.L.	MADRID (スペイン)	EUR 3,000.00		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	17.77 17.73	35.50	未監査
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (単一株主会社)	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (スペイン)	EUR 190,171,521.16		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)	EUR 160,000.00		F.C.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	67.00	67.00	67.00	67.00	未監査
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (清算中)	ALMERÍA (スペイン)	EUR 234,394.72		E.M.(A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (単一株主会社)	40.00	40.00	40.00	40.00	未監査

F.C.：**完全連結**、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**

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 2024 y 2023

Millones de Euros	Notas	2024	2023
INGRESOS	9	**21.307**	**25.459**
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	9.1	20.935	25.070
Otros Ingresos de Explotación	9.2	372	389
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		**(13.054)**	**(16.312)**
Compras de Energía	10.1	(4.545)	(6.944)
Consumo de Combustibles	10.2	(2.271)	(2.708)
Gastos de Transporte		(3.595)	(3.213)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	10.3	(2.643)	(3.447)
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	11	**(908)**	**(3.172)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		**7.345**	**5.975**
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3.20.1 y 3.24.3	275	345
Gastos de Personal	12	(986)	(1.137)
Otros Gastos Fijos de Explotación	13	(1.396)	(1.423)
Otros Resultados	14	55	17
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		**5.293**	**3.777**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	15.1	(2.018)	(1.864)
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	15.2	(204)	(268)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**3.071**	**1.645**
RESULTADO FINANCIERO		**(493)**	**(590)**
Ingreso Financiero	16.1	131	38
Gasto Financiero	16.1	(639)	(705)
Ingresos y Gastos por Instrumentos Financieros Derivados	16.3	19	56
Diferencias de Cambio Netas	16.1	(4)	21
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	7	11	10
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**2.589**	**1.065**
Impuesto sobre Sociedades	18	(696)	(303)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS		**1.893**	**762**
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS		**–**	**–**
RESULTADO DEL PERIODO		**1.893**	**762**
Sociedad Dominante		1.888	742
Participaciones no Dominantes	34.f	5	20
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	19	***1,78***	***0,70***
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)	19	***1,78***	***0,70***
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN BÁSICO (en Euros)	19	***1,78***	***0,70***
BENEFICIO NETO POR ACCIÓN DILUIDO (en Euros)	19	***1,78***	***0,70***

Las Notas 1 a 52 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 2024 y 2023.

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados de Otro Resultado Global Consolidados

correspondientes a los ejercicios anuales terminados
a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones de Euros	Notas	2024	2023
RESULTADO CONSOLIDADO DEL PERIODO		**1.893**	**762**
OTRO RESULTADO GLOBAL:			
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO		**42**	**(9)**
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		–	–
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	34.2.11 y 28.1	52	(13)
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		–	2
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		–	–
Efecto Impositivo	34.1.11 y 18	(10)	2
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO		**142**	**2.932**
Operaciones de Cobertura	34.1.8 y 34.3.11	**187**	**3.909**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		(333)	2.087
Importes Transferidos al Estado del Resultado		520	1.822
Otras Reclasificaciones		–	–
Diferencias de Conversión	34.3.11	**1**	**–**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		1	–
Importes Transferidos al Estado del Resultado		–	–
Otras Reclasificaciones		–	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	34.1.8 y 34.3.11	**1**	**–**
Ganancias/(Pérdidas) por Valoración		1	–
Importes Transferidos al Estado del Resultado		–	–
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	34.1.11 y 18	**(47)**	**(977)**
RESULTADO GLOBAL TOTAL		**2.077**	**3.685**
De la Sociedad Dominante		**2.072**	**3.665**
De las Participaciones no Dominantes		**5**	**20**

Las Notas 1 a 52 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 2024 y 2023.

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados del Situación Financiera Consolidados

a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE		**28.232**	**28.825**
Inmovilizado Material	10	22.940	22.839
Inversiones Inmobiliarias	11	4	69
Activo Intangible	13	1.536	1.646
Fondo de Comercio	14	462	462
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	16	287	273
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	27	–	–
Otros Activos Financieros no Corrientes	18	829	663
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	377	879
Otros Activos no Corrientes	19	486	386
Activos por Impuesto Diferido	25	1.311	1.608
ACTIVO CORRIENTE		**9.113**	**12.458**
Existencias	21	1.831	2.060
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	22	4.878	5.457
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores		4.194	4.912
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		265	233
Activos por Otros Impuestos		419	312
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27	12	4
Otros Activos Financieros Corrientes	30	974	1.777
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	541	1.054
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	840	2.106
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	33	37	–
TOTAL ACTIVO		**37.345**	**41.283**
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	34	**9.053**	**7.204**
De la Sociedad Dominante	34.1	8.110	7.017
Capital Social		1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas		5.593	5.788
(Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias)		(4)	(4)
Resultado del Periodo Atribuido a la Sociedad Dominante		1.888	742
Dividendo a Cuenta		(529)	(529)
Otros Instrumentos de Patrimonio Neto		5	5
Ajustes por Cambio de Valor		(114)	(256)
De las Participaciones no Dominantes	34.2	943	187
PASIVO NO CORRIENTE		**19.322**	**19.504**
Subvenciones	35	249	227
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	27	4.413	4.348
Provisiones no Corrientes	36	2.758	2.855
Provisiones por Prestaciones al Personal	36.1	227	268
Otras Provisiones no Corrientes		2.531	2.587
Deuda Financiera no Corriente	40.3	9.881	9.636
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	336	544
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	38	64	8
Otros Pasivos no Corrientes	37	574	578
Pasivos por Impuesto Diferido	25	1.047	1.308
PASIVO CORRIENTE		**8.970**	**14.575**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27	487	427
Provisiones Corrientes	36	1.035	1.377
Provisiones por Prestaciones al Personal		–	–
Otras Provisiones Corrientes		1.035	1.377
Deuda Financiera Corriente	40.3	613	4.091
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	656	1.673
Otros Pasivos Financieros Corrientes	38	97	104
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	39	6.065	6.903
Proveedores y otros Acreedores		5.149	6.242
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		309	215
Pasivos por Otros Impuestos		607	446
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	33	17	–
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**37.345**	**41.283**

Las Notas 1 a 52 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 2024 y 2023.

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

Millones de Euros	Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 34.1)							
		Fondos Propios							
		Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Período	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes (Nota 34.2)	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2024		**1.271**	**5.259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7.204**
Ajuste por Cambios de Criterios Contables		–	–	–	–	–	–	–	–
Ajuste por Errores		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Inicial Ajustado		**1.271**	**5.259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7.204**
Resultado Global Total		**–**	**42**	**–**	**1.888**	**–**	**142**	**5**	**2.077**
Operaciones con Socios o Propietarios		**–**	**(979)**	**–**	**–**	**–**	**–**	**751**	**(228)**
Aumentos / (Reducciones) de Capital		–	–	–	–	–	–	(1)	(1)
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		–	–	–	–	–	–	–	–
Distribución de Dividendos	34.1.iii	–	(1.059)	–	–	–	–	(17)	(1.076)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	34.1.ii	–	–	–	–	–	–	–	–
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios		–	–	–	–	–	–	–	–
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	7.1	–	80	–	–	–	–	769	849
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		**–**	**742**	**–**	**(742)**	**–**	**–**	**–**	**–**
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		–	–	–	–	–	–	–	–
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		–	742	–	(742)	–	–	–	–
Otras Variaciones		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Final a 31 de diciembre de 2024		**1.271**	**5.064**	**(4)**	**1.888**	**5**	**(114)**	**943**	**9.053**

Las Notas 1 a 52 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.

431

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

correspondiente al ejercicio anual terminado
a 31 de diciembre de 2023

Millones de Euros	Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante (Nota 34.1)							
		Fondos Propios							
		Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones en Patrimonio Propias	Resultado del Período	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor	Participaciones no Dominantes (Nota 34.2)	Total Patrimonio Neto
Saldo Inicial a 1 de enero de 2023		**1.271**	**4.934**	**(5)**	**2.541**	**4**	**(3.188)**	**201**	**5.758**
Ajuste por Cambios de Criterios Contables		–	–	–	–	–	–	–	–
Ajuste por Errores		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Inicial Ajustado		**1.271**	**4.934**	**(5)**	**2.541**	**4**	**(3.188)**	**201**	**5.758**
Resultado Global Total		**–**	**(9)**	**–**	**742**	**–**	**2.932**	**20**	**3.685**
Operaciones con Socios o Propietarios		**–**	**(2.207)**	**1**	**–**	**–**	**–**	**(34)**	**(2.240)**
Aumentos / (Reducciones) de Capital		–	–	–	–	–	–	(7)	(7)
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto		–	–	–	–	–	–	–	–
Distribución de Dividendos	34.1.3f	–	(2.207)	–	–	–	–	(27)	(2.234)
Operaciones con Acciones en Patrimonio Propias (Netas)	34.1.f	–	–	1	–	–	–	–	1
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios		–	–	–	–	–	–	–	–
Otras Operaciones con Socios o Propietarios		–	–	–	–	–	–	–	–
Otras Variaciones de Patrimonio Neto		**–**	**2.541**	**–**	**(2.541)**	**1**	**–**	**–**	**1**
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio		–	–	–	–	1	–	–	1
Traspasos entre Partidas de Patrimonio Neto		–	2.541	–	(2.541)	–	–	–	–
Otras Variaciones		–	–	–	–	–	–	–	–
Saldo Final a 31 de diciembre de 2023		**1.271**	**5.259**	**(4)**	**742**	**5**	**(256)**	**187**	**7.204**

Las Notas 1 a 52 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 2023.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Endesa, S.A. y Sociedades Dependientes

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

Correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Resultado Bruto Antes de Impuestos		2.589	1.065
Ajustes del Resultado:		3.033	4.177
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	15	2.222	2.132
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		811	2.045
Cambios en el Capital Corriente:	45.1	(733)	1.011
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		799	360
Existencias		(835)	(934)
Activos Financieros Corrientes		(6)	1.781
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		(691)	(196)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:	45.1	(1.322)	(1.556)
Cobro de Intereses		113	77
Cobro de Dividendos		10	25
Pagos de Intereses		(547)	(480)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(629)	(854)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(269)	(324)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	45	**3.567**	**4.697**
Pagos por Inversiones		(2.456)	(2.661)
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	45.2	(1.846)	(2.284)
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo		–	–
Adquisiciones de otras Inversiones	45.2	(620)	(377)
Cobros por Desinversiones		938	5.751
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles	45.2	30	20
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	45.2	–	27
Enajenaciones de otras Inversiones	45.2	908	5.704
Otros Flujos de Efectivo de Actividades de Inversión	45.2	195	106
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión		195	106
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	45	**(1.333)**	**3.196**
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	45.3	835	(21)
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	40.3 y 45.3	818	3.291
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	40.3 y 45.3	(40)	(1.170)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente	40.3 y 45.3	(4.041)	(7.051)
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	34.1.10, 34.1.12 y 45.3	(1.058)	(1.678)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes	45.3	(14)	(29)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	45	**(3.500)**	**(6.658)**
FLUJOS NETOS TOTALES		**(1.266)**	**1.235**
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		–	–
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES		**(1.266)**	**1.235**
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES	33	**2.106**	**871**
Efectivo en Caja y Bancos		1.281	871
Otros Equivalentes de Efectivo		825	–
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES	33	**840**	**2.106**
Efectivo en Caja y Bancos		78	1.281
Otros Equivalentes de Efectivo		762	825

Las Notas 1 a 52 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 2024 y 2023.

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 2023 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2024 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de Endesa correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 y las de cada una de las sociedades integradas en Endesa, correspondientes al ejercicio 2024, 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. El Grupo Enel controla, a través de Enel Iberia, S.L.U. un 70,1 % del capital social de Endesa, S.A. (véanse Notas 34.1.1 y 34.1.8).

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Enel correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 23 de mayo de 2024 y depositadas en los Registros Mercantiles de Roma y Madrid.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 2024, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 25 de febrero de 2025, 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 2024, 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 2023, 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 2024 (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 2024 y 2023 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 25 de febrero de 2025, 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 la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Dirección de Endesa para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- 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 (véase Nota 5.1).
  A tal efecto, las estimaciones sobre las que el Cambio Climático puede tener un impacto más significativo se refieren, entre otros aspectos, a la vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3.2b y 3.2e), a las obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética relativas a los empleados afectados y a los costes futuros para el cierre de las instalaciones (véanse Notas 3.2l y 36.3), y a la valoración de los activos no financieros al objeto de determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véanse Notas 3.2f, 20.3 y 23.3).
- Valoración de activos no financieros para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véanse Notas 3.2f, 20.3 y 23.3).
- Vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3.2b y 3.2e).
- Hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véanse Notas 3.2h, 3.2p y 44).
- 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 (véase Nota 6).
- Energía suministrada a clientes pendiente de facturar (véanse Notas 3.2o.1 y 32).
- Devengo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los Territorios No Peninsulares (TNP) con régimen retributivo adicional (véase Nota 6).
- Devengo de la actividad de distribución eléctrica por activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2018, así como los incentivos de la actividad de distribución (véase Nota 6).
- 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 al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (véanse Notas 6, 9.1, 28.1 y 38).
- Coste por financiación del Bono Social devengado conforme a lo establecido en el mecanismo de financiación de dicho coste (véase Nota 6).
- Hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y provisiones con los empleados y 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 3.2l.1, 3.2l.2, 36.1 y 36.2).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

- Costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3.2b, 3.2c, 3.2e, 3.2l y 36.3).
- Probabilidad de ocurrencia e importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 3.2l y 36.3). 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 3.2h, 18, 25 y 39).
- Hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véanse Notas 3.2h y 25.1).

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 2024 y 2023, 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 posee una participación superior al 50 % en las sociedades que se detallan a continuación, si bien estas participaciones tienen la consideración de Operación Conjunta, Negocio Conjunto y Sociedades Asociadas ya que Endesa, en virtud del acuerdo de socios suscrito, ejerce control conjunto con el otro partícipe y tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos de la misma, ejerce control conjunto con el otro socio y tiene derecho a los activos netos de la sociedad o tiene influencia significativa, respectivamente (véase Nota 26):

Sociedad	Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Método de Consolidación
	Control	Económico	
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	85,41	85,41	I.P.
Front Marítim del Besós, S.L.	61,37	61,37	M.P. (N.C.)
Renovables Brovales 400 kV, S.L.	64,15	40,06	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	47,54	M.P. (A)

I.P. Integración Proporcional, M.P. Método de la Participación, N.C. Negocio Conjunto, A. Asociada.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 posee una participación inferior al 20 % en las siguientes sociedades, si bien estas participaciones tienen la consideración de Asociadas ya que Endesa, en virtud del acuerdo de socios suscrito, tiene influencia significativa (véase Nota 26.1):

	Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)	
Sociedad	Control	Económico
Infraestructuras San Serván Set 400, S.L.	19.23	9.62
Energías Limpias de Carmona, S.L.	23.08	23.08
Set Carmona 400 KV Renovables, S.L.	16.00	16.00
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 2024 y 2023.

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 2024 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 2024 ha sido del 3,6 % (3,2 % en el ejercicio 2023) (véase Nota 40.3). El importe activado por este concepto ha ascendido a 11 millones de euros en el ejercicio 2024 (12 millones de euros en el ejercicio 2023) (véase Nota 16.1).

- 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 2024 el importe activado por este concepto ha ascendido a 129 millones de euros (154 millones de euros en el ejercicio 2023).

- 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 36.3).

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 13).

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 20.4).

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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 3.2f, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos, a excepción de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla (véanse Notas 3.2f.4 y 20.3).

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 2024 y 2023:

	Intervalo de Años de Vida Útil Estimada	
	2024	2023
Instalaciones de Generación:		
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
Instalaciones de Transporte y Distribución:		
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.

444

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 2024 y 2078 (véase Nota 36.3). Estas instalaciones se amortizan en el periodo concesional o durante su vida económica, el menor de estos 2 periodos.

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) Inversiones inmobiliarias

El epígrafe «*Inversiones Inmobiliarias*» del Estado de Situación Financiera Consolidado 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.

Las inversiones inmobiliarias se valoran por su coste de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A efectos de 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. 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.

Una inversión inmobiliaria se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma 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 inversiones inmobiliarias 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.

d) 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 3.2f, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

e) 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 2024 y 2023 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 3.2f.

e.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 periodo 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 3.2g.

e.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 39 millones de euros en el ejercicio 2024 (46 millones de euros en el ejercicio 2023) y para todos ellos se ha solicitado u obtenido la certificación de una entidad acreditada por la Enticlad Nacional de Acreditación en España (ENAC) y un Informe Motivado Vinculante (IMV) por el Ministerio de Ciencia e Innovación.

e.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 2024 y 2023 se han activado 42 millones de euros y 31 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 2024, oscila entre 15 años y 25 años en base a la disminución gradual esperada en dichas carteras.

e.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 2024, oscila en un periodo 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

f) 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.

f.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 2024 y 2023 son las siguientes:

Negocio	Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)	Descripción	Principales Características
Generación	Generación de la Península Ibérica	• La gestión de todos los activos de generación de la Península Ibérica, salvo las centrales de carbón, se realiza bajo un enfoque de portfolio integrado, cuyo objetivo último es maximizar el margen integrado de la generación y la comercialización de electricidad.	• 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. • 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. • 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.
	Generación por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla	• 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.	
Distribución	Distribución	• 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.	

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

f.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.

f.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 2024 y 2023 a las principales Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) se encuentran en los siguientes rangos:

		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
%	Moneda	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Generación Península Ibérica	Euro	6,7	9,6	8,0	9,3
Generación Territorios No Peninsulares (TNP)					
Baleares	Euro	6,9	8,0	8,6	8,6
Canarias	Euro	6,9	6,9	6,3	6,3
Ceuta	Euro	7,9	7,9	0,0	0,0
Melilla	Euro	7,6	7,6	6,9	6,9
Distribución	Euro	5,3	7,2	5,9	7,7

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento de 2024, cabe destacar que la tasa libre de riesgo se ha reducido, debido, entre otras, a la estabilidad del entorno macroeconómico y geopolítico actual que han motivado 4 bajadas de tipo de interés del Banco Central Europeo (BCE) durante el ejercicio 2024, pasando del 4,50 % en el ejercicio 2023 al 3,15 % en el ejercicio 2024 y la prima de riesgo del negocio, que se basa en las betas desapalancadas consideradas para empresas de actividad similar, se ha mantenido tanto en los negocios liberalizados como en los negocios regulados.

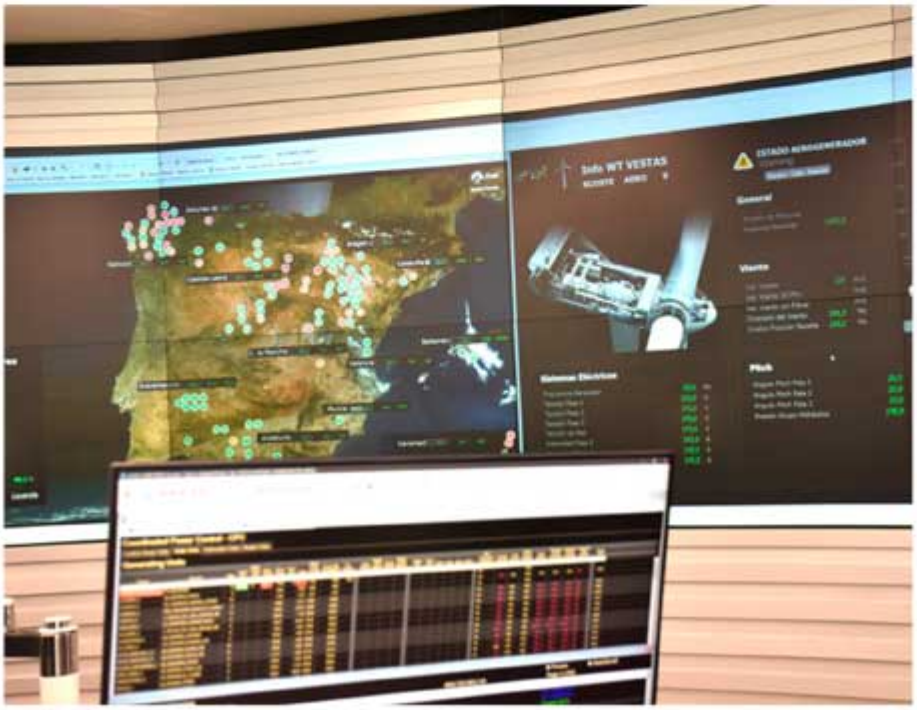
Tasas de crecimiento

Las tasas de crecimiento medias empleadas para extrapolar las proyecciones de los ejercicios 2024 y 2023 (tasa g) han sido las siguientes:

%	2024	2023
Generación Península Ibérica	0,0 - 4,3	0,0 - 2,4
Generación Territorios No Peninsulares (TNP) [1]		
Baleares	0,0	0,0
Canarias	0,0	0,0
Ceuta	0,0	0,0
Melilla	0,0	0,0
Distribución	1,8	2,1

[1] En las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) 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	• 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.
Medidas Regulatorias	• 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.
Hidraulicidad y Eolicidad Media	• 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 hidráulica y eólica real del año precedente, ajustando en consecuencia el año medio.
Capacidad Instalada	• 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.
«Mix» de Producción	• 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.
Hipótesis de Precios de Venta y Compra de Energía	• 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.
Los Precios de Comercialización de la Electricidad y del Gas	• 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.
Estimación de los Costes de Combustibles	• 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.
Costes Fijos	• 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.
Derechos de Uso	• 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.
Hipótesis Relacionadas con el Entorno Macroeconómico	• Se consideran siempre fuentes externas (analistas, Organismos Oficiales nacionales o 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.
Cambio Climático	• Escenarios de Transición Energética e impactos del Cambio Climático utilizados en los modelos de valoración (véase Nota 5.1).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 2024 (Plan Estratégico 2025-2027):

	2025	2026	2027
Precio del Brent ($ / bbl)	76	74	72
Dióxido de Carbono (CO_2) (€ / t)	78	86	95
Precio del Gas TTF (€/MWh)	38	35	31
Precio del Gas PVB (€/MWh)	37	35	31
Demanda de Electricidad Península Ibérica (TWh)	244	252	265
Índice de Precios al Consumo (IPC) (medio) (%)	2,1	2,0	1,9
Crecimiento Producto Interior Bruto (P.I.B.) España (%)	1,9	1,7	1,6
Precio Medio Aritmético Mercado Diario de Electricidad (€/MWh)	67	64	62

f.4. Test de deterioro

- 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 2024 y 2023, 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 un deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla por un importe total neto de 9 millones de euros y 90 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 15.1 y 20.3).

  La dotación por deterioro registrada en los ejercicios 2024 y 2023 es 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.

- Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz).

  A 31 de diciembre de 2024 y 2023 se ha registrado una reversión del deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 2 millones de euros y 7 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 15.1 y 20.3).



f.5. Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2024 Endesa ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad sobre los resultados de los test de deterioro descritos, a través 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):

	31 de diciembre de 2024					
	Generación Península Ibérica		Generación Territorios No Peninsulares (TNP)		Distribución	
Millones de Euros	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Aumento en 50 p.b. de la Tasa de Descuento	(9.116)	–	(20)	–	(2.374)	–
Aumento en 100 p.b. de la Tasa de Descuento	(15.437)	–	(40)	–	(4.161)	–
Disminución en 50 p.b. de la Tasa de Crecimiento	–	(8.527)	–	(2)	–	(2.243)
Disminución en 5% del Precio del «Pool»	–	(1.011)	–	Na	–	Na
Incremento del 5% de los Costes de Operación y Mantenimiento	(936)	–	(62)	–	(471)	–
Incremento del 5% de las Inversiones de Mantenimiento	(575)	–	(10)	–	(448)	–
Disminución del 1% de la Demanda de Electricidad	–	(1.916)	–	(6)	–	Na

A 31 de diciembre de 2024, 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.

g) 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.

g.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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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.

g.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 3.2o.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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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.

g.3. Transacciones de venta con arrendamiento posterior

Endesa aplica los requerimientos para la determinación de cuando se satisface una obligación de ejecución de acuerdo al 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 3.2o.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 sólo 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 3.2h.4).

h) 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.

h.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 periodo 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 periodo 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 3.2h.3.

h.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.

h.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 al 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:
  - 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.
  - 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Endesa no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a 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 15 y 16, 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 41.5).

h.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 3.2h.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 40.3, 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 39), 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2024 no hay operaciones de gestión del pago a los proveedores («*confirming*») entre Empresas de Grupo.

h.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_2)), 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 34.1.6). 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 sólo 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 34.1.6). 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.

h.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_2) 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, entendiendo 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»*.

h.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 3.2h.5.1. En estos casos, las compras o ventas

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 3.2h.5.

h.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.

h.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 2024 y 2023 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 a los niveles señalados en la Nota 3.2p (véase Nota 44).

h.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 3.2l).
- El inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada al Estado del Resultado Consolidado porque corresponda a ingresos devengados de acuerdo a los principios de la política contable relativa a Ingresos ordinarios procedentes de contratos con clientes (véase Nota 3.2o.1).

h.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 antici-

pado, que se imputará al Estado del Resultado durante el periodo que se preste el servicio o durante el periodo del arrendamiento.

h.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 2024 y 2023, los cuales han sido considerados «*factoring*» sin recurso al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos (véanse Notas 16.1 y 32.1).

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.

h.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 42).

Estos derechos sólo 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.

i) Existencias

Con carácter general, las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

i.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 3 millones de euros en el ejercicio 2024 (2 millones de euros en el ejercicio 2023) (véase Nota 16.1). El combustible nuclear en curso se traspasa 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.

i.2. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), 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_2) es el de su registro como existencias conforme al siguiente detalle:

- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) mantenidos para la cobertura de las emisiones realizadas se valoran al precio medio ponderado de

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

adquisición o al valor neto de realización, si éste último es inferior.

- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) 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.

I.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 Aprovisionamientos Variables y Servicios*», respectivamente, con la consiguiente variación de las correspondientes existencias.

j) 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.

k) Pasivos de contratos con clientes

k.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 Decre-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

to 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.

k.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 lo por los cuales es exigible al cliente un importe en concepto de contraprestación).

l) 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 50.

l.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 34.1.7).

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 siem-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

pre que se cumplan los requisitos establecidos (véanse Notas 29 y 36.1).

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.

I.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.

I.3. Provisión para cubrir el coste de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2)

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) 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 Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 36.3 y 10.3, respectivamente). Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «*Existencias*» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3.2.i.2).

Si Endesa no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) 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.

I.4. Provisiones para cubrir las garantías de origen

Las compañías de Endesa que utilizan garantías de origen en su actividad de comercialización de electri-

cidad 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 Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véanse Notas 36.3 y 10.3, 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 3.2i.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.

l.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, 3.2c y 36.3). 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 16).

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:

%	2024	2023
Tasas de Actualización Financiera	2,1 - 2,6	2,2 - 3,4

l.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 reflejaran 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 2024 y 2023 no se ha dotado provisión alguna por contratos onerosos.

m) 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 16.1).

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 16.1).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

n) 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.

ñ) Impuesto sobre Sociedades

En el ejercicio 2024 la mayoría de las Sociedades Dependientes de Endesa tributan en el Impuesto de Sociedades por el Régimen de Consolidación Fiscal a través del 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 2024 es de 105 (109 sociedades a 31 de diciembre de 2023) 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.

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 ha extinguido 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).

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 pro-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

bable 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 25.1 y 39).

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 2024, son susceptibles de comprobación administrativa los siguientes ejercicios:

	31 de diciembre de 2024
Grupo Consolidado Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (nº 572/10)	2006 [a], 2019 y siguientes
Grupo Consolidado Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (nº 21/02)	2020 al 2023
Resto de Sociedades Dependientes de Endesa	2020 y siguientes

[a] 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 Ecotasa 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.

Durante el ejercicio 2023 la Administración Tributaria inició un procedimiento de comprobación e investigación del Grupo de Consolicación 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 del que podrían derivarse pasivos contingentes. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, las actuaciones se encuentran en fase de recogida de información y análisis por parte de la Inspección por lo que no es posible estimar las eventuales consecuencias económicas que pudieran derivarse del procedimiento.

Utilización de jurisdicciones no cooperativas

A 31 de diciembre de 2024, Endesa no cuenta con participaciones en sociedades ni establecimientos permanentes radicados en ningún territorio calificado como jurisdicción no cooperativa.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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* .

o) Reconocimiento de ingresos y gastos

o.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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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	Ventas de Electricidad y Gas	• 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). • 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. • 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.	• 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 al 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 32). • La metodología empleada para estimar la energía suministrada a clientes pendientes de facturar es como sigue: – 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. – La cantidad de energía suministrada (GWh) se estima a partir de los siguientes parámetros: I. 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. II. 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; III. El volumen real de energía facturado a clientes. – La diferencia entre la estimación de energía total suministrada (I) - (II) y la energía ya facturada (III) se corresponde con la cantidad de energía pendiente de facturar. – Por lo que respecto al precio (€/GWh), se estima a partir de los siguientes componentes: I. 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; II. Los costes de transporte y distribución, en base a las tarifas de acceso, y III. 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Segmentos	Tipología de Ingresos	Naturaleza y Momento del Cumplimiento de la Obligación de Ejecución	Tratamiento Contable
Generación y Comercialización	Ventas de Electricidad en el Mercado Mayorista	• 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.	• Se reconocen como ingresos en la fecha en que se entregan, en función de la electricidad entregada y servicios complementarios suministrados
	Actividad de Generación a partir de Fuentes Renovables, Cogeneración y Residuos	• 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). • 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 semiperiodo regulatorio, y que han sido considerados en la determinación de la retribución específica, con los precios reales de mercado resultantes en cada semiperiodo, de modo que anualmente se genera, un saldo positivo o negativo, que se incorpora en la siguiente revisión de parámetros retributivos del siguiente semiperiodo regulatorio, y que se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación a través de una mayor o menor retribución específica.	• 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. • 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.
	Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	• 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).	• Estos ingresos se registran a lo largo del tiempo a medida que se transfieren las ventas de electricidad al mercado.
Distribución	Ingresos Regulados por la Actividad de Distribución de Electricidad	• 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.	• Estos ingresos se registran conforme al marco regulatorio del Sector Eléctrico en España (véase Nota 6).

o.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.

p) 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 44):

- 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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.

q) 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 Continuadas e Interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las Actividades Continuadas 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 2024 y 2023 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 19, 34.1.8 y 34.1.12).

r) 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 34.1.10).

s) 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 46.3.5).

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 46.3.5).

t) 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 34.1.8).

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.

u) 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 46).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 2024:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 1 «*Presentación de Estados Financieros*» [1]	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIIF 16 «*Arrendamientos*» – Pasivos por Arrendamiento en una Transacción de Venta con Arrendamiento Posterior	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIC 7 «*Estado de Flujos de Efectivo*» y NIIF 7 «*Instrumentos Financieros: Información a Revelar*» – Acuerdos de Financiación a Proveedores	1 de enero de 2024

[1] Incluye Clasificación de Pasivos como Corrientes o no Corrientes, Clasificación de Pasivos como Corrientes o no Corrientes – Diferimiento de la Fecha de Vigencia y Pasivos no Corrientes con Restricciones Financieras.

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 2024.

5. Información sobre cuestiones no financieras

5.1. Cambio Climático

Endesa impulsa un modelo de negocio orientado a dar respuesta a los grandes retos que afronta la sociedad en la que desarrolla su actividad, y con el objetivo de liderar la Transición Energética, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas y los objetivos del Acuerdo de París para lograr la meta de descarbonización de la economía, colaborando en la consecución del objetivo de limitar el aumento promedio de la temperatura global a 1,5ºC comparado con niveles pre-industriales, creando valor compartido para todos sus grupos de interés y diseñando su estrategia para afrontar los retos de la Transición Energética.

El Sector Energético en Europa se enfrenta actualmente a grandes desafíos en el desarrollo de un Sistema Energético que permita cumplir con los 3 grandes retos: asequibilidad, seguridad y Sostenibilidad.

Así, en el seno de la Unión Europea (UE), se ha seguido avanzando en la elaboración y puesta en marcha de un marco regulatorio coherente que permita poder alcanzar dichos objetivos y que gira en torno a 2 ejes principales: el plan «*REPowerEU*» y el paquete de medidas «*Fit for 55*» (véase Nota 6). Con la trasposición de estas normativas complementarias en el ordenamiento jurídico de los Estados Miembros, se busca impulsar el desarrollo equilibrado entre fuentes de energía limpias y la modernización de las redes de transporte y distribución, una reducción de los precios y de la volatilidad en los mercados de la energía y, por último, el fomento de una recuperación económica y una reindustrialización en toda Europa.

Estos principios rectores tienen su equivalencia en los planes nacionales que, en el caso de España, han sido plasmados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 presentado por el Gobierno español el 24 de septiembre de 2024, que ha actualizado el Plan 2021-2030 inicial. Esta actualización recoge una previsión de inversión de 308.000 millones de euros, de los que el 82 % deberá ejecutarse por el sector privado. Fundamentalmente, este nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 destaca por su foco y mayor ambición en la electrificación de la economía (que absorberá el 17 % de esa inversión, 10 puntos más que en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 anterior); un crecimiento agresivo de la nueva capacidad solar y eólica, así como del almacenamiento; y una apuesta sólida por una red eléctrica de más capacidad y mayor cobertura.

Endesa ha decidido liderar la Transición Energética, preparándose para aprovechar todas sus oportunidades y, por ello, el Plan Estratégico 2025-2027 ha tenido en cuenta las principales magnitudes y objetivos contenidos en la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Para el periodo 2025-2027, se confirman los 3 pilares estratégicos establecidos en el anterior Plan, que buscan el objetivo último de optimizar el perfil riesgo-rentabilidad de la Compañía para maximizar la creación de valor para todos los «*stakeholders*».

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書



Este Plan Estratégico 2025-2027 está adaptado al nuevo contexto energético y se basa en una estrategia de asignación de capital más selectiva y eficiente. Con todo ello, las inversiones brutas contempladas en este nuevo Plan para el periodo 2025-2027 prevén un aumento global el 8 % respecto al anterior plan estimándose en 9.600 millones de euros brutos. A tal efecto, las redes de distribución y la generación renovable, 2 de los pilares de la electrificación limpia, se siguen constituyendo como ejes claves del crecimiento.

La información relacionada con el Cambio Climático que permite comprender la manera en que Endesa incide, en términos de Impactos, Riesgos y Oportunidades (IROs) materiales relacionados con el Cambio Climático se describe en el Apartado 25.2 Cambio Climático (ESRS E1) del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024.

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) en noviembre de 2020 y actualizado en julio de 2023, Endesa incluye desgloses relacionados con el Cambio Climático en Notas de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 que se detallan a continuación:

Aspectos	Notas	Contenido
Estimaciones Relacionadas con el Cambio Climático	6.1 y 6.1.1	• 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.
Marco Regulatorio	6	• España: Marco estratégico de energía y clima. • Europa: Regulación europea relacionada con energía y medio ambiente, y finanzas sostenibles.
Inversiones y Compromisos de Adquisición Sostenibles	7.1, 20.1, 20.2, 23.1 y 23.2	• Plan de inversiones y compromisos de adquisición de activos relacionados con la generación renovable, la infraestructura relacionada con el desarrollo de la red y las inversiones para el desarrollo de la movilidad, la ciudad, las industrias electrónicas y el negocio de la domótica.
Deterioro de Valor de Activos no Financieros	3.2f.3, 5.1.1, 20.3, 22.3 y 24.1	• Impacto del compromiso con el Cambio Climático en la valoración de los activos no financieros al objeto de determinar la existencia de pérdidas por deterioro.
Provisiones	20.2 y 36.3	• Obligaciones asociadas al proceso de Transición Energética relativas a los empleados afectados y a los costes futuros para el cierre de las instalaciones.
Financiación Sostenible	40.3 y 5.1.2	• Deuda financiera que contiene términos que cumplen con el alineamiento en actividades del Reglamento de la Taxonomía Europea.
Contratos Financieros de Compra y Venta de Energía Eléctrica a Largo Plazo	3.2f.3, 5.2 y 44.1	• Principales características de contratos financieros de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo «*Power Purchase Agreement*» (PPAs).
Pagos Basados en Acciones	46.3.1	• Retribución variable vinculada a objetivos de Sostenibilidad.
Mecanismos de Mercado Asociados a Objetivos Medioambientales	3.2.2, 3.2.3, 3.2.3, 3.2.4, 6.1.3, 30.3, 31.1, 31.2, 36.3 y 5.1.3	• Descripción y registro contable de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), certificados de ahorro energético y garantías de origen. • Reconocimiento de los costes y provisión asociada.

5.1.1. Estimaciones y juicios contables relacionados con los riesgos e implicaciones del Cambio Climático y la Transición Energética

476

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

Endesa está plenamente comprometida con el desarrollo de un modelo de negocio sostenible y alineado con los objetivos del Acuerdo de París de 1,5ºC de incremento de temperatura respecto a la era preindustrial. Para Endesa, la lucha contra el Cambio Climático ha supuesto un reto sin precedentes, estableciendo objetivos ambiciosos a través de los sucesivos Planes Estratégicos que se han ido aprobando.

El Plan Estratégico 2025-2027 presentado el 19 de noviembre de 2024 reconfirma el objetivo de alcanzar en 2040 las cero emisiones netas («*Net Zero*»), mediante una generación y venta de energía 100 % libre de emisiones acompañada de la salida del negocio de venta minorista de gas fósil gracias al giro de los clientes hacia la electrificación. Este enfoque a largo plazo, procura obtener una sólida Sostenibilidad financiera y medioambiental, tratando de crear valor al mismo tiempo que se afrontan los retos del Cambio Climático lo que se conseguirá mediante el desarrollo de las líneas estratégicas de actuación.

Endesa mantiene la salida total del carbón en España en 2027, con el compromiso de solicitar el cierre de los 2 últimos grupos de la Central Alcudia (que actualmente se mantienen operativos de forma limitada por razones de seguridad de suministro). Con esta perspectiva, Endesa ha establecido sus directrices estratégicas de la siguiente manera:

Directrices Estratégicas
• Destinar capital para respaldar un suministro eléctrico descarbonizado.
• Permitir la electrificación de la demanda energética de los clientes.
• Aprovechar la creación de valor a lo largo de la cadena de valor.
• Adelantar la consecución de los objetivos sostenibles de cero emisiones netas («Net Zero»).

Estas premisas son consideradas en el enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave para realizar el test de deterioro de valor de los activos no financieros (véase Nota 3.2f.3).

SENDA DE DESCARBONIZACIÓN TOTAL EN 2040

Emisiones absolutas totales ($MtCO_2eq$)



2027

Fin de la producción con **carbón** [1]

2040

Cero emisiones de gases de efecto invernadero tanto en generación como en comercialización minorista.

TRANSICIÓN JUSTA

Un **plan** que preserva el contexto social y económico.

Cero emisiones - Senda alineada con el Acuerdo de París (senda 1,5°C) cubriendo las emisiones directas e indirectas a través de objetivos específicos.

[1] El cierre de una central térmica de carbón no es responsabilidad exclusiva de Endesa, si no que está sujeto a un proceso de autorización.
[2] Sistemas extrapeninsulares.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

El análisis del impacto del Cambio Climático en las magnitudes más relevantes del negocio de Endesa es una actividad compleja que requiere definir un marco de Escenarios y análisis coherentes. Endesa utiliza los siguientes Escenarios climáticos, energéticos y macroeconómicos para evaluar la flexibilidad y resiliencia de su Plan Estratégico, e identificar los riesgos y las oportunidades que se presentan:

Escenarios	Alcance
Corto Plazo (de 1 a 3 años)	• Alineado con el Plan Estratégico de la Compañía, en el que se pueden realizar análisis de sensibilidad basados en el Plan Estratégico 2025-2027.
Medio Plazo (de 4 a 10 años)	• Escenario en el que se materializan los efectos de la Transición Energética.
Largo Plazo (más de 10 años)	• En este Escenario, además de la materialización de los efectos de la Transición Energética, se apreciarán cambios crónicos a nivel climático.

Estos Escenarios permiten analizar el impacto de la modificación de las variables climáticas (Escenarios Físicos) y de la evolución de los aspectos tecnológicos y regulatorios (Escenarios de Transición) en términos de eventos extremos, fenómenos crónicos y transición, respectivamente.

De acuerdo con lo anterior, Endesa ha evaluado las cuestiones relacionadas con el Cambio Climático con objeto de poder determinar cómo las mismas han afectado a las hipótesis razonables y sostenibles utilizadas para estimar las proyecciones de flujos de efectivo. A continuación, se detallan los impactos derivados del Cambio Climático que Endesa ha tenido en cuenta 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 2028-2050 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 centrales de carbón/fuel y centrales de ciclo combinado, de acuerdo con el objetivo a largo plazo de Endesa de alcanzar la plena descarbonización de la empresa en 2040, logrando una generación 100 % libre de emisiones y habiendo abandonado el negocio de gas.
- Considerar las principales variables anunciadas en el Plan Estratégico 2025-2027 relacionadas con el Cambio Climático, entre otras:

Directrices Estratégicas
• Mantener la salida total del carbón en España en 2027, con el compromiso de solicitar el cierre de los 2 últimos grupos de la Central Alcudia (que actualmente se mantienen operativos de forma limitada por razones de seguridad de suministro) y tras cerrar en 2023 la última central de carbón en la Península (As Pontes).
• Reorientar la inversión en renovables, que ascenderá a 3.700 millones de euros, reduciendo exposición a solar y centrándose en activos de mayor valor añadido.
• Incrementar la capacidad instalada neta de fuentes renovables añadiendo 3 GW, situándose en 23,1 GW en 2027.
• Objetivo de emisiones zero en el negocio de Generación y Comercialización en 2040 sin la utilización de tecnologías de eliminación de carbono para alcanzar el objetivo.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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	**Centrales Térmicas de Carbón y Fuel** Endesa prevé conseguir el cese completo en 2027 de la actividad de generación eléctrica de carbón (con el compromiso de solicitar el cierre de los 2 últimos grupos de la Central Alcudia (que actualmente se mantienen operativos de forma limitada por razones de seguridad de suministro)[1] y continúa trabajando en el cierre de las plantas que continúan abiertas a 31 de diciembre de 2024. • Respecto a las centrales térmicas de carbón, – Los Grupos 3 y 4 de la Central Térmica de Alcudia que quedan en operación por razones de seguridad de suministro, operan un máximo de 500 h/año desde el 17 de agosto de 2021. A 31 de diciembre de 2024 su valor neto contable es de 20 millones de euros (26 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). • Respecto a las centrales de fuel, pertenecientes en su totalidad a las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de Generación de los Territorios No Peninsulares (TNP), su valor neto contable a 31 de diciembre de 2024 es igual a 392 millones de euros (406 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). – El parque de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla), en los que Endesa es el principal generador, va aumentando su antigüedad lo que ha tenido importantes consecuencias en la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en estos Sistemas Eléctricos.
	Instalaciones de Generación Renovable • Endesa ha establecido una senda de descarbonización alineada con el Acuerdo de París (senda 1,5ºC), incluyendo tanto las emisiones directas (Alcance 1) como indirectas (Alcances 2 y 3), y, para lograrlo, Endesa está inmersa en el despliegue de nueva capacidad renovable que haga 100 % libre de emisiones toda la actividad de generación (dentro y fuera de la Península Ibérica). • A 31 de diciembre de 2024 el valor neto contable del inmovilizado material de instalaciones de generación renovable es de 4.107 millones de euros (4.163 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). Asimismo, el valor del activo intangible relacionado con las instalaciones de generación renovable es de 608 millones de euros (701 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). • El valor en uso de las instalaciones de generación renovable se puede ver alterado por potenciales impactos físicos relacionados con el Cambio Climático, principalmente, por la escasez de recurso hídrico, solar y eólico. También puede verse afectado por cambios regulatorios, la demanda de energía y las hipótesis de precios de venta y compra de energía.
Distribución	**Redes de Distribución** • A 31 de diciembre de 2024 el valor neto contable del inmovilizado material de las instalaciones de transporte y distribución es de 12.577 millones de euros (12.414 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). • Endesa considera las redes de distribución y la electrificación de la demanda claves en la mitigación del Cambio Climático. Por ello el esfuerzo inversor en los activos de distribución, que se consideran regulados, tienen como objetivo mejorar la calidad, las pérdidas, la resiliencia y permitir la integración de nuevas solicitudes de conexión. • El Negocio de Distribución puede verse afectado por cambios regulatorios y por eventos climáticos extremos, afectando a la calidad del servicio. La red de distribución asimismo afronta los retos derivados de ser el elemento integrador necesario para facilitar la Transición Energética, ante el crecimiento del parque de generación renovable y la extensión de la oferta de servicios de valor añadido y suministro eléctrico para los clientes.
Comercialización	**Costes de Captación y Puntos de Recarga** • Los activos no financieros del Negocio de Comercialización que pueden verse afectados por el Cambio Climático y el proceso de Transición Energética son, entre otros, los costes de captación de clientes y los puntos de recarga, principalmente, por la evolución de la demanda en este entorno y la orientación de los clientes hacia soluciones de eficiencia energética que garanticen la eficiencia y el ahorro energético sin descuidar el medio ambiente.

[1] El cierre de la instalación dependerá de la correspondiente autorización por parte de la Administración.

c) Provisiones por desmantelamiento

Relacionados con el Cambio Climático, Endesa estima los costes de desmantelamiento de las centrales de carbón/fuel y centrales de ciclo combinado, de acuerdo con el objetivo a largo plazo de alcanzar una generación 100 % libre de emisiones en 2040 y de determinadas instalaciones de distribución de electricidad siendo las redes de distribución pilar de la electrificación limpia (véase Nota 3.2.I.5). Dichas provisiones se registran por su valor actualizado (véase Nota 36.3).

d) Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) y garantías de origen

Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Endesa ha establecido un objetivo a largo plazo para conseguir ser «*Net-Zero*» en 2040, manteniendo la aspiración de alcanzar cero emisiones, y considerando el uso de instrumentos de neutralización únicamente para aquellas emisiones para las que no exista una solución tecnológica libre de emisiones.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) 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 Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 3.2l.2).

Garantías de origen

En línea con el compromiso con la descarbonización Endesa tiene como objetivo el fomento de la electrificación limpia impulsando tanto la generación como la comercialización de electricidad procedente de energías renovables.

Con relación a la comercialización de electricidad, Endesa garantiza a sus consumidores finales que la electricidad que comercializan ha sido producida a partir de fuentes de energía renovables a través de las garantías de origen asociadas que certifiquen el suministro de dicha electricidad a esos clientes. Por ello las compañías que comercializan energía renovable tienen la obligación de redimir a 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 en relación con la producción de energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables y las reconoce como «*Existencias*» en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

La obligación de entrega de las 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, habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «*Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios*» del Estado del Resultado Consolidado (véase nota 3.2l.4).

e) Recuperabilidad de los activos por impuesto diferido

En cada cierre contable se revisan los activos por impuesto diferido registrados con objeto de comprobar su recuperabilidad incluyendo en el análisis los efectos del Cambio Climático y la Transición Energética, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis (véase Nota 25).

f) Regulación

El marco regulatorio relacionado con el Cambio Climático y la Transición Energética se encuentra 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 las modificaciones a la normativa o requisitos medioambientales aplicables podrían afectar negativamente al negocio, los resultados, la situación financiera y los flujos de caja de Endesa.

En el año 2024 la Unión Europea (UE) ha continuado avanzando en gran medida en sus ambiciosos objetivos climáticos a pesar de la reciente crisis energética vivida. Entre ellos figuran aspectos tecnológicos como la electrificación de la demanda, las interconexiones de redes, los sistemas de almacenamiento, un mayor despliegue de las energías renovables y la integración de otras fuentes de energía como el hidrógeno y el biometano. Sin embargo, la transformación del Sistema Energético de la Unión Europea (UE) también implica tener en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad energética, impulsar la independencia energética, la fabricación nacional de tecnologías limpias y mejorar la asequibilidad de la energía, como se ha hecho patente en la reciente crisis energética.

En este contexto, se han continuado desarrollando propuestas legislativas del paquete «*Fit for 55*», lo que ha permitido durante 2024 adoptar diversas disposiciones normativas que buscan alcanzar los objetivos climáticos de la Unión Europea (UE).

Respecto a España, la transposición de los objetivos para combatir el Cambio Climático se desarrolla en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 y en el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2021-2030 (véase Nota 6).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

En la Nota 20.4 se describen las inversiones y los gastos de Endesa en actividades para la protección el medioambiente que se han llevado a cabo durante los ejercicios 2024 y 2023.

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 Endesa.

La información relativa a los litigios o arbitrajes en los que se encuentran incursas las sociedades de Endesa se detalla en la Nota 50.

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 Fidelización e 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, Consejeros Ejecutivos, así como los Directivos cuya participación se considera esencial en la consecución del Plan Estratégico. Dichos planes disponen de objetivos y métricas relacionadas de Sostenibilidad que se tienen en cuenta como índices de referencia del rendimiento y están detallados en la Política de Remuneración.

La información relativa al sistema de incentivos de Endesa se describe en Nota 46.3.5.

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. Endesa prevé que más del 80 % de la inversión prevista en el periodo 2025-2027 estará alineada con la Taxonomía de la Unión Europea (UE).

A 31 de diciembre de 2024 la deuda financiera bruta que contiene términos que cumplen con el alineamiento en actividades del Reglamento de la Taxonomía Europea asciende a 3.321 millones de euros (32 % sobre el total de deuda financiera bruta) (véase Nota 40.3 y 40.4). Adicionalmente la Compañía tiene negociadas operaciones financieras por importe de 6.018 millones de euros (57 % sobre la deuda financiera bruta) que incluyen cláusulas vinculadas a objetivos de Sostenibilidad que no se han considerado en el cálculo anterior.

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 Mediambiental	Naturaleza
Régimen de Comercio de Derechos de Emisión	• La Unión Europea (UE) ha establecido objetivos muy ambiciosos en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y ha desarrollado el régimen de comercio de derechos de emisión como elemento fundamental para facilitar el cumplimiento de dichos objetivos. • Este mecanismo, aplicable en todos los países de la Unión Europea (UE), establece un límite anual de emisiones para la generación eléctrica y las plantas industriales, que se alcanza mediante una progresiva reducción de los derechos de emisión disponibles. • Los derechos de emisión se ponen en circulación de manera predominante mediante subasta (57 %), mientras que la cantidad restante (43 %) se distribuye como asignación gratuita a aquellas instalaciones pertenecientes a sectores considerados con riesgo de fuga de carbono. • Las instalaciones afectadas deben entregar hasta el 30 de septiembre del ejercicio siguiente, en 2025, derechos de emisión, denominadas «*European Union Allowances*» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.	• Esquema medioambiental obligatorio por ley que asegura una reducción de emisiones alineada con el Acuerdo de París y los objetivos estratégicos de la Compañía. • Desde 2013, no hay asignación gratuita de derechos de emisión para la generación térmica de electricidad y las compañías eléctricas deben acudir al mercado para comprar los derechos de emisión de dióxico de carbono (CO_2). Este mecanismo motiva a que las empresas tomen decisiones encaminadas a reducir sus emisiones y por tanto, acercar a la Unión Europea (UE) a un futuro más sostenible. • Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en su actividad de generación térmica de electricidad deben entregar, hasta el 30 de septiembre del ejercicio siguiente, los denominados «*European Union Allowances*» (EUAs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior. • Endesa ha cerrado el ejercicio 2024 consolidando una reducción acumulada de emisiones del 71 % en apenas 9 años desde la adopción del Acuerdo de París en 2015, a pesar de la desviación puntual en los 2 últimos años respecto a la senda prevista, debido, entre otros, al conflicto Rusia-Ucrania, las tensiones geopolíticas y la crisis energética. • A 31 de diciemore de 2024 las existencias y la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) ascienden a un importe total de 604 millones de euros y 716 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 31 y 36.3).
Garantías de Origen	• Este mecanismo europeo tiene como objetivo fomentar el uso de energía generada a partir de fuentes de energía renovables. • En España, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la responsable del Sistema de Garantía de Origen, así como de la expedición y gestión de las garantías de origen generadas. • Las compañías podrán solicitar garantías de origen para la energía que generen en instalaciones de producción de electricidad de fuentes renovables. • 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.	• Este mecanismo afecta a las compañías comercializadoras de Endesa que tienen que acreditar la energía renovable que se comercializa, es decir, 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 de origen renovable durante los meses correspondientes a las garantías a redimir. • Por otra parte las sociedades de Endesa que generan energía a partir de instalaciones propias que hacen uso de recursos renovables obtienen garantías de origen expedidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). • A 31 de diciembre de 2024 las existencias y la provisión por derechos a entregar en concepto de garantías de origen ascienden a un importe total de 26 millones de euros y 29 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 31 y 36.3).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Mecanismo Medioambiental	Términos del Mecanismo Mediambiental	Naturaleza
Certificados Eficiencia Energética (CAE [1], CEE)	• La Ley 10/2014, de 15 de octubre, establece un sistema obligatorio a partir del cual se definirá 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: a. Un sistema nacional de obligaciones instrumentado a través de aportaciones al denominado Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) y b. 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 publicidad, renovación del parque automovilístico, etc.) • Este sistema de obligaciones impone a las comercializadoras de electricidad, gas y 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 se permite a las comercializadoras y a los operadores al por mayor que, de forma voluntaria, además de contribuir económicamente al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) completen el cumplimiento de su obligación mediante la aportación de los denominados Certificados de Ahorro Energético (CAE). • Todos los años se publica una Orden Ministerial en la que se establece la obligación de ahorro y 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. • 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 de que los proveedores de energía y distribuidores de combustible generen o financien ahorros de energía en los sectores: transporte, residencial, Pequeña y Mediana Empresa (PYME) y agrícola. • La obligación 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. • Si el obligado no alcanza sus obligaciones al término del periodo, se aplicarán sanciones financieras comprendidas entre 15 €/MWh y 20 €/MWh.	• Este mecanismo afecta a las compañías comercializadoras de Endesa que tienen que contribuir anualmente al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). Se establece un porcentaje mínimo obligatorio de contribución económica al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE), pudiendo presentar Certificados de Ahorro Energético (CAEs), si así lo desean, para completar su obligación anual. En caso contrario, se podría cumplir con la obligación anual únicamente mediante contribución financiera al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) por el total de las obligaciones (véase Nota 6). • Endesa Energía, S.A.U. realiza la actividad de comercialización, a través de sucursal, en el mercado liberalizado de Francia y participa en el mecanismo como actor obligado. • El aprovisionamiento de Certificados de Eficiencia Energética (CEE) se realiza a través del mercado primario o en el mercado secundario. A 31 de diciembre de 2024 las existencias y la provisión por derechos a entregar en concepto de Certificacos de Eficiencia Energética (CEE) ascienden a un importe total de 26 millones de euros y 29 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 31 y 36.3).

[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_2) y a las garantías de origen y otros certificados ambientales se describen en las Notas 3.2i.2, 3.2i.3, 3.2I.3 y 3.2I.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 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	18.3	726	925
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	18.3	45	157
TOTAL		**771**	**1.082**

El número de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), de garantías de origen y otros certificados ambientales utilizados por Endesa en sus obligaciones de cumplimiento medioambiental son los siguientes:

	Notas	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
		Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2) (miles de toneladas)	Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales (GWh)	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2) (miles de toneladas)	Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales (GWh)
Saldo Inicial		**10.974**	**19.233**	**10.421**	**16.815**
Autoproducidas		–	16.222	–	11.732
Compras		10.007	16.229	13.824	13.625
Ventas		–	–	–	–
Redención	18.1 y 18.2	(11.555)	(26.255)	(13.271)	(22.939)
Saldo Final		**9.426**	**25.429**	**10.974**	**19.233**

484 Provisión para cubrir el coste de los mecanismos de mercado asociados a objetivos medioambientales

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de las provisiones para cubrir el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2), de las garantías de origen y otros certificados ambientales relativo a las obligaciones de entrega de los mismos a las autoridades competentes es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)		–	716	–	917
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales		–	58	–	161
TOTAL		**–**	**774**	**–**	**1.078**

Millones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Dotaciones	Redención	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2024
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	917	726	(927)	–	716
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	161	45	(148)	–	58
TOTAL	**1.078**	**771**	**(1.075)**	**–**	**774**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

5.2. Situación geopolítica

Desde el punto de vista energético mundial el ejercicio 2024 se ha caracterizado por la disponibilidad de energía, por la resiliencia de la demanda del petróleo a pesar de la situación económica de China y por la normalización de los precios energéticos tras el alto nivel de los mismos por la crisis de 2022. En cualquier caso, los costes energéticos en Europa han sido más elevados que en Estados Unidos y ha persistido la incertidumbre y volatilidad en los mercados energéticos como consecuencia de la tensión geopolítica por los conflictos en Ucrania y Oriente Medio.

	Aspectos
Entorno Macroeconómico y Político	• Un Escenario caracterizado por la mejora de las perspectivas macroeconómicas y la moderación de los niveles de inflación respecto al ejercicio anterior. • El contexto macroeconómico a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas ha pasado de un entorno caracterizado por un encarecimiento de la financiación de la deuda pública y corporativa, a la situación actual, determinada por una reducción generalizada de los tipos de interés, si bien el alto nivel de endeudamiento público puede implicar incrementos de la prima de riesgo de los países, así como elevar los riesgos fiscales.

En cumplimiento de las recomendaciones del «*European Securities and Markets Authority*» (ESMA) Endesa monitorea tanto el estado y evolución de la situación actual generada por los conflictos en Rusia-Ucrania y Oriente Medio al objeto de gestionar los riesgos potenciales como los cambios en las variables macroeconómicas, financieras y comerciales del entorno actual, así como de las medidas normativas en vigor, al objeto 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 2024:

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	9 10 11 y 14	Seguimiento del contexto actual.
Existencias	15	Efecto del contexto económico en los contratos con cláusulas «*take or pay*».
Provisiones	28	Hipótesis actuariales utilizadas.
Instrumentos Financieros	14 18 y 40	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	28 30 y 40.3	Detalle de deuda financiera.
Riesgo de Precio de Materias Energéticas	41.3	Análisis de sensibilidad. Evolución de los precios de la electricidad y gas en los mercados de energía y otras materias primas.
Riesgo de Liquidez	40.4 y 41.4	Detalle de posición de liquidez.
Riesgo de Crédito	41.5	Análisis de deterioro de activos financieros.
Riesgo de Concentración	41.6	Análisis de posibles retrasos en los suministros y cumplimiento de contratos a nivel de la cadena de suministro.
Medición a Valor Razonable	44	Detalle de activos y pasivos financieros valorados a valor razonable.

De acuerdo con lo anterior, en el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 los efectos derivados tanto del conflicto como 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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) como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 3 meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos para las actividades de transporte, distribución y producción en los Territorios No Peninsulares (TNP), y en 300 puntos básicos para la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos. 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 ha sido 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

- 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. Con fecha 9 de mayo de 2024 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha lanzado una consulta pública para la revisión de esta Circular, planteando un conjunto de cuestiones a los agentes, teniendo en cuenta los retos de la Transición Energética y el papel esencial que tendrá las inversiones en redes en la electrificación de la economía. Además, con fecha 31 de octubre de 2024 se ha publica-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

do en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/1193/2024, de 30 de octubre, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en relación con la propuesta de modificación de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

- 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 siguiente periodo regulatorio. 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. Con fecha 9 de mayo de 2024, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha lanzado una consulta pública de cara a elaborar una propuesta de modificación de esta Circular 6/2019, de 5 de diciembre.

- 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 2025, ha sido aprobado mediante Resolución de 28 de noviembre de 2024.

Como se indica más adelante, en el mes de enero de 2024 se ha iniciado 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 sólo 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 λibase (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 considera que estas partidas están adecuadamente justificadas, ha interpuesto el correspondiente recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Supremo.

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 siguiente periodo regulatorio. 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.

Así, con fecha 12 de agosto de 2024 se ha publicado 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 11 de noviembre de 2024 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha iniciado la consulta pública sobre la propuesta de retribución de distribución eléctrica de 2021.

En relación con la tasa de retribución financiera para el periodo 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). De cara al próximo periodo regulatorio (2026-2031), con fecha 31 de octubre de 2024 se ha publicado la Orden TED/1193/2024, de 30 de octubre, que establece las orientaciones de Política Energética que deberá tener en consideración la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en relación con la citada Circular 2/2019, de 12 de noviembre.

Por otro lado, indicar que con fecha 1 de febrero de 2024 se ha publicado 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 ha publicado 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Por último, con fecha 4 de junio de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta previa sobre la modificación del límite de inversiones en redes de transporte y distribución, actualmente limitadas a un determinado porcentaje del Producto Interior Bruto (PIB), con la finalidad de revisar dicho límite para tener en cuenta el nuevo contexto de Transición Energética, y dar mayor flexibilidad a la aprobación anual y plurianual en redes.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2024 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 %.

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 serán de aplicación 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 Pe-

ninsulares (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_2), con efectos desde 1 de julio de 2023, un factor de corrección 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 4 de julio de 2024 se ha publicado 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 finaliza 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) ha aprobado y publicado en su sede digital la Resolución que aprueba la lista definitiva de solicitudes admitidas y excluidas en el procedimiento de concurrencia.

Previamente, con fecha 10 de mayo de 2024, se ha publicado 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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.

Finalmente, hay que indicar que, en septiembre de 2023, se inició la tramitación de la propuesta de resolución por la que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de la actividad de producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) del año 2020.

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 serán de aplicación 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 (PNEC). 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 el Estado (BOE) la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, que actualiza los parámetros retributivos en el semiperiodo 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 periodo 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) ha publicado 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.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2024 se describen en las Notas 9.1 y 39.

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 sólo 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 sólo 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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.

Finalmente, con fecha 9 de octubre de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado 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.

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 periodo.

La Orden TEC/1366/2018, 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) ha iniciado 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 (sólo 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 ó 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 cree 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 lo 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 (véase Nota 51). 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 ha publicado la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se han actualizado los valores unitarios para el año 2025.

Asimismo, 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 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, que han pasado, durante los 3 primeros trimestres de 2024, del 25 % al 65 % en el caso de consumidores vulnerables, y del 40 % al 80 % para los consumidores vulnerables severos. En el cuarto trimestre de 2024 dichos porcentajes se reducen hasta el 57,5 % y 72,5 %, respectivamente, y durante 2025 se van reduciendo progresivamente de manera semestral, de modo que desde el 1 de enero de 2026 quedan fijados en el 35 % y 50 %, respectivamente. Del mismo modo, 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.

- 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 consanguineidad, 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 2024 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.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2024 se describen en la Nota 10.3.

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 fijan 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 período 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 período 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 sobrepasen 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 26 de noviembre de 2024 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado la liquidación definitiva de 2023 de las actividades reguladas del Sector Eléctrico, que ha presentado un superávit de 3.903 millones de euros. De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, y el Real Decreto Ley 4/2024, de 26 de junio, se ha traspasado a las liquidaciones provisionales de 2024 un importe total de 1.478 millones de euros, quedando un superávit pendiente de aplicar de 2.425 millones de euros.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2024 se describen en la Nota 40.1.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 subscribiendo el Acuerdo de París, cuyo objetivo es evitar el incremento de la temperatura media global del planeta por encima de los 2ºC respecto a los niveles preindustriales, así como promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5ºC (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:
  - 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.
  - Medidas de promoción de energías renovables mediante un marco retributivo basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo de energía.
  - Las nuevas concesiones hidráulicas irán dirigidas a apoyar la integración de renovables no gestionables.
  - Introducción de nuevos sujetos en el Sector Eléctrico como titulares de instalaciones de almacenamiento o agregadores independientes.
  - Se establecen límites en la explotación de hidrocarburos restringiendo los subsidios a combustibles fósiles y revisando su fiscalidad.
  - Promoción de medidas de Eficiencia Energética y uso de renovables en el ámbito de la edificación.
  - Impulso de la movilidad eléctrica con el objetivo de disponer de un parque de vehículos sin emisiones directas de dióxido de carbono (CO_2) 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.
  - 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_2) 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 ha aprobado 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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.

Por último, 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.

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 cuidados.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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, 7700 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 sólo 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.

Finalmente, y entre otros concursos de acceso a la red, con fecha 18 de abril de 2024 se ha publicado 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).

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 periodo 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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) será de aplicación 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 23 de marzo de 2024 se ha publicado la Orden TED/268/2024, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2024, contemplándose para Endesa un importe económico equivalente para 2024 de 99 millones de euros del que, al menos el 35 %, 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).

Finalmente, con fecha 23 de diciembre de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha iniciado audiencia e información pública sobre la propuesta de Orden por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) para 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).

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 2024

Con fecha 25 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 21 de diciembre de 2023, 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 de aplicación a partir del 1 de enero de 2024, que suponen una reducción media del 1,1 % respecto a los valores vigentes a 1 de enero de 2023.

En relación con los cargos para 2024, el 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, y al cual nos referimos más adelante, prorrogó los cargos de 2023 en tanto no se apruebe la Orden Ministerial que apruebe los que resulten de aplicación para 2024. A este respecto, con fecha 14 de febrero de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, 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 2024, que mantiene el nivel de los cargos respecto a 2023, siendo su entrada en vigor el 15 de febrero de 2024.

Tarifa eléctrica 2025

Con fecha 16 de diciembre de 2024 se ha publicado 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 ha publicado 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 %.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 ha publicado 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 km² 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 sólo 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. Con fecha 6 de junio de 2023 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden TED/567/2023, de 31 de mayo, por la que se convoca el acceso al banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el Sector Eléctrico.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 periodo 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.

Estatuto de los 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 auto-

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

consumo 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 ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 9/2024, de 23 de diciembre, que entre otros temas, prorroga 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.

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 híbridado 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.



Ley 38/2022, de 27 de diciembre, para el establecimiento de gravámenes temporales energético y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito y por la que se crea el impuesto temporal de solidaridad de las grandes fortunas, y se modifican determinadas normas tributarias

Con fecha 28 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) esta Ley, cuyos principales aspectos en lo relativo al gravamen energético, son los siguientes:

- Se establece durante los años 2023 y 2024 un gravamen temporal del 1,2 % del importe neto de la cifra de negocios derivada de la actividad desarrollada en España del año natural anterior al de nacimiento de la obligación de pago (la cual nacerá el primer día del año natural) (véase Nota 51).

- Se excluirán del importe neto de la cifra de negocios los ingresos correspondientes al Impuesto sobre Hidrocarburos, el Impuesto Especial de la Comunidad Autónoma de Canarias sobre Combustibles Derivados del Petróleo y los Gravámenes Complementarios a Carburantes y Combustibles Petrolíferos de Ceuta y Melilla, que se hayan pagado o soportado vía repercusión. Por otro lado, se excluirá del importe neto de la cifra de negocios aquel correspondiente a las actividades reguladas, entendiendo por tales el suministro a precio regulado (PVPC de electricidad, TUR de gas, GLP envasado y GLP por canalización), los ingresos regulados de las redes de transporte y distribución de electricidad y gas natural y, en el caso de generación con retribución regulada y retribución adicional en los Territorios No Peninsulares, todos los ingresos de las instalaciones, incluidos los que perciben del mercado y el despacho económico respectivamente.

- El gravamen aplicará a las personas o entidades con condición de operador principal en los sectores energéticos, con un importe neto de la cifra de negocios en 2019 superior a 1.000 millones de euros anuales correspondientes al año 2019, o que el importe neto de la cifra de negocios en 2017, 2018 y 2019 por la actividad que le califique como operador principal exceda del 50 % del importe neto de la cifra de negocios total del año respectivo. Por otro lado, se establece que tendrán la condición de operadores principales en los sectores energéticos las personas o entidades que desarrollen en España actividades de producción de crudo de petróleo o gas natural, minería de carbón o refino de petróleo y que generen, en el año anterior al del nacimiento de la obligación de pago de la prestación, al menos el 75 % de su volumen de negocios a partir de actividades económicas en el ámbito de la extracción, la minería, el refinado de petróleo o la fabricación de productos de coquería.

- Cuando las empresas formen parte de un grupo fiscal, que tribute en régimen de consolidación fiscal, el importe neto de la cifra de negocios se determinará por referencia a dicho grupo.

- Este gravamen tendrá la naturaleza jurídica de prestación patrimonial de carácter público no tributario, y no será considerado gasto fiscalmente deducible a los efectos de la base imponible del Impuesto sobre Sociedades, ni podrá ser repercutido a terceros.

Con fecha 21 de diciembre de 2024 se ha publicado la Ley 7/2024, de 20 de diciembre, que ha derogado el artículo 1 de la Ley 38/2022, de 27 de diciembre, eliminando de este modo el marco normativo que sustentaba el Gravamen Temporal Energético previamente vigente. No obstante, con fecha 24 de diciembre de 2024, se ha publicado el Real Decreto Ley 10/2024, de 23 de diciembre, que regula un nuevo gravamen temporal energético de aplicación en 2025. Este nuevo gravamen reproduce básicamente el establecido en la Ley 38/2022, de 27 de diciembre, teniendo una cuota equivalente al 1,2 % del importe neto de la cifra de negocios del año 2024, si bien incorpora una minoración del mismo en el importe de la dotación de una reserva indisponible para la realización de inversiones estratégicas, sin que la minoración pueda exceder en ningún caso del 60 % del gravamen. Sin embargo, el Pleno del Congreso, en sesión celebrada el 22 de enero de 2025, ha rechazado formalmente la convalidación de este Real Decreto Ley 10/2024, de 23 de diciembre, que ha sido por tanto derogado y deja de estar en vigor.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 ha aprobado el Anteproyecto de ley de restablecimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE), remitiéndolo al Congreso de los Diputados.

Prórroga para 2024 de determinadas medidas adoptadas en el contexto de la crisis derivada del conflicto Rusia-Ucrania

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, y del Real Decreto Ley 4/2024, de 26 de junio, que adopta medidas urgentes en materia fiscal, energética y social, se han prorrogado medidas aprobadas previamente, y se han adoptado otras nuevas. Entre dichas medidas destacan las siguientes:

- En lo que respecta a la fiscalidad energética, el tipo reducido del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) del 5 %, vigente hasta el 31 de diciembre de 2023, se incrementa hasta el 10 %, para todo el año 2024 en la electricidad, y hasta el 31 de marzo de 2024 en el gas natural. Por su parte, el tipo reducido del Impuesto Especial de la Electricidad del 0,5 % hasta el 31 de diciembre de 2023 pasa a ser del 2,5 % durante el primer trimestre de 2024 y del 3,8 % durante el segundo trimestre de 2024. Y respecto al Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, tendrá un tipo del 3,5 % en el primer trimestre de 2024, del 5,25 % en el segundo trimestre de 2024 y del 7 % a partir de entonces.

- En el ámbito de la protección social, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2024 la prohibición de corte de los suministros básicos de luz, agua y gas a los consumidores vulnerables en caso de impago. Igualmente, se prorrogan hasta el 30 de junio de 2025 los descuentos incrementales del Bono Social a los clientes vulnerables, si bien con una senda decreciente, siendo los descuentos finales desde el 1 de julio de 2025 del 35 % para consumidores vulnerables y del 50 % para consumidores vulnerables severos.

- En el ámbito de peajes y cargos, se mantiene el descuento del 80 % en los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para la industria electrointensiva hasta el 31 de diciembre de 2024. Por otro lado, se contempla que una cuantía equivalente al 62,5 % del superávit provisional correspondiente a los cargos del Sistema Eléctrico de 2023 se destinará al ejercicio 2024. El superávit remanente de dicho ejercicio 2023 podrá destinarse a compensar los costes del Sistema Eléctrico correspondientes al ejercicio 2025 financiados mediante los cargos. Por otro lado, se establece que, si en la cuenta diferenciada del Órgano encargado de las liquidaciones correspondiente a los extracostes de la producción de energía eléctrica de los Territorios No Peninsulares (TNP) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado existiesen saldos provisionales positivos de los ejercicios 2020 y 2021, se podrá transferir hasta un 70 % de los mismos al sistema de liquidación de los extracostes de la producción de energía eléctrica de los Territorios No Peninsulares (TNP) con cargo a los Presupuestos Generales del Estado correspondientes al ejercicio 2019, y del resto, un 5 % al ejercicio 2023 y un 95 % al ejercicio 2024.

- En relación con el despliegue de proyectos de energías renovables, se amplían los plazos contemplados en la normativa para el cumplimiento de determinados hitos administrativos. Así, y entre otros, para proyectos con permisos de acceso y conexión posteriores al 31 de diciembre de 2017 y anteriores a esta norma, se amplía en 6 meses adicionales, hasta el 25 de julio de 2024, el plazo para acreditar la autorización administrativa de construcción. Además, estos proyectos podrán solicitar, en un plazo de 3 meses desde la entrada en vigor del Real Decreto Ley o la fecha de autorización administrativa de construcción, si ésta es posterior, la ampliación del plazo para obtener la autorización de explotación definitiva, hasta un máximo de 8 años desde el 25 de julio de 2020 o la obtención de los permisos de acceso, si es posterior. Igualmente, se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para permitir incorporar criterios de adjudicación no económicos, con un peso de hasta el 30 % de la puntuación, en las subastas de renovables.

Con fecha 24 de diciembre de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 9/2024, de 23 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en materia económica, tributaria, de transporte, y de Seguridad Social, y se prorrogan determinadas medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social. Este Real Decreto Ley, entre otros aspectos, prorroga hasta el 31 de diciembre de 2025 la prohibición de corte de electricidad, agua y gas a los consumidores vulnerables, modifica la senda de los descuentos incrementales del Bono Social a los clientes vulnerables, aplicando los descuentos finales del 35 % para consumidores vulnerables y del 50 % para consumidores vulnerables severos desde 1 de enero de 2026, en lugar del 1 de julio de 2025; y se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2025 el descuento de 80 % en los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para la industria electrointensiva. 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.

Sin embargo, con fecha 28 de enero de 2025, el Consejo de Ministros ha aprobado el Real Decreto Ley 1/2025, de 28 de enero, por el que se aprueban medidas urgentes en materia económica, de transporte, de Seguridad Social, y para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad, que incluye una parte de las medidas recogidas en el derogado Real Decreto Ley 9/2024, de 23 de diciembre, y en concreto, para el sector de la energía, se mantienen las medidas de protección a los consumidores vulnerables a través de la prórroga de la prohibición del corte de suministro y la modificación de la senda de los descuentos del Bono Social.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Consulta sobre el Proyecto de 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 31 de julio de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado una consulta sobre un Proyecto de Real Decreto 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 incorpora el proyecto de Real Decreto.

- Prohibición al comercializador de realizar publicidad y prácticas de contratación por vía telefónica, salvo solicitud expresa del cliente. Asimismo, las ofertas serán contratos con precios dinámicos indexados al mercado spot.
- Se fijan condiciones de entrada a la actividad de comercialización consistentes en demostrar una capacidad financiera suficiente y solvencia económica, así como se establecen procesos de inhabilitación por incumplimiento de sus obligaciones.
- Se establece una nueva obligación de intercambio de información entre el comercializador y los gestores de red, pudiendo ser transporte o distribución.
- Se acortan los plazos de cambio de comercializador de energía eléctrica de los 21 días actuales a 24h a partir de 2026, y durante el periodo transitorio el cambio se producirá a más tardar en 2 semanas desde la solicitud del consumidor.
- En relación con el contrato de suministro eléctrico, siendo la regla general una duración anual prorrogable tácitamente por plazos iguales, se introduce, en el mercado liberalizado, la posibilidad de que consumidor y comercializador puedan acordar una duración superior, así como la posibilidad de contratar más de un comercializador de forma simultánea. En caso de contratos de duración superior al año, el contrato y sus prórrogas podrán ser rescindidos por el consumidor en cualquier momento, sin penalización.
- En la contratación de acceso a terceros de los clientes conectados a la red de transporte, se introduce la obligación de firmar un contrato de acceso a la red de terceros con el transportista, en lugar del distribuidor.
- Se introducen una serie de medidas de protección al consumidor, entre otras, el acceso a nuevas vías de reclamación en el caso de respuesta desfavorable por parte de la empresa en el plazo de un mes, a través de la figura del defensor del cliente, a través de las comunidades o ciudades autónomas o del sistema de resolución alternativa de litigios. Se introduce la posibilidad de que las comercializadoras puedan desarrollar voluntariamente un mecanismo adicional de protección del consumidor (defensor del cliente) cuya resolución será vinculante para la empresa y cuya resolución no podrá exceder los 2 meses.
- Se regula la figura del agregador, y se establecen sus derechos y obligaciones.



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 adeptar 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 2024

El 29 de diciembre de 2023 se publicó la Resolución de 28 de diciembre de 2023 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 2024, con un incremento aproximado del 6,5 %, 7,9 % y 8,5 %, 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 4,8 % y un 6,8 %.

Posteriormente, con fecha 29 de marzo de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 26 de marzo de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas natural a aplicar a partir del 1 de abril de 2024, con una disminución en términos medios, sin tener en cuenta los impuestos, de un 10,1 %, 12,1 % y 13 %, respectivamente, para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3).

Adicionalmente, con fecha 30 de mayo de 2024 se ha publicado la Resolución de 23 de mayo de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen los peajes de acceso las redes de transporte, redes locales y regasificación de gas para el año 2025 aplicables desde el 1 de octubre de 2024 al 30 de septiembre de 2025, que suponen, respecto a los valores vigentes, una disminución de los peajes de transporte de gas del 16 %, un incremento de los peajes de acceso a la red local del 11 % y un incremento de los peajes de la actividad de regasificación del 21,6 %.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Con fecha 29 de junio de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 27 de junio de 2024, 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 2024. Se mantienen los precios vigentes de las tarifas TUR individuales (TUR1, TUR2 y TUR3) debido a que, tal como se prevé normativamente, no se ha producido una variación al alza o a la baja superior al 2 % del coste de la materia prima respecto al trimestre anterior.

Finalmente, con fecha 28 de septiembre de 2024 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 26 de septiembre de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural a partir del 1 de octubre de 2024, de un 5,3 %, 11,9 % y 14,7 % respectivamente, para la Tarifa de Último Recurso 1 (TUR1), la Tarifa de Último Recurso 2 (TUR2) y la Tarifa de Último Recurso 3 (TUR3).

Tarifa de gas natural para 2025

El 30 de diciembre de 2024 se ha publicado 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 %.

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), ha analizado 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) ha iniciado una consulta previa de la Evaluación Ambiental Estratégica del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2025-2030.

Posteriormente, con fecha 16 de abril de 2024 el Consejo de Ministros, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), ha aprobado una modificación puntual al Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica en el horizonte 2026.

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) uniciente 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.

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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

en inglés «*Carbon Border Adjustment Mechanism*» (CBAM)), fijando un precio al dióxido de carbono (CO_2) de las importaciones de algunos productos, entre ellos la electricidad.

El 26 de abril de 2024 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 al «*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 ha publicado 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 ha publicado 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 ha publicado 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_2) para vehículos pesados nuevos y el establecimiento de obligaciones de comunicación. Se establece una reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) 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 ha publicado 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.

Con fecha, 15 de julio de 2024, se ha publicado 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,

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 han publicado 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.

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 Europa 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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. Las principales medidas acordadas son:

- Reducir un 10 % del consumo bruto mensual y, al menos, un 5 % del consumo en el 10 % de las horas punta, o un 3 % del consumo de las horas punta, de diciembre de 2022 a marzo de 2023.
- Introducir un límite de 180 €/MWh a los ingresos de mercado de ciertos productores inframarginales de electricidad y redistribuirlos a los clientes finales.
- Posibilitar que los Estados Miembros apliquen medidas de intervención pública al establecer los precios de suministro a hogares y pequeñas y medianas empresas.
- Establecer una contribución solidaria de las compañías de la Unión Europea (UE) que tengan actividad principalmente en el sector del petróleo, gas natural, carbón y refinería, calculada en base al «exceso» de beneficios respecto a años anteriores, a aplicar en el ejercicio fiscal 2022 y/o 2023.

En relación con estas medidas la Comisión Europea publicó el 5 de junio de 2023 su informe sobre la revisión de las medidas temporales de emergencia dirigidas a paliar los altos precios de la energía 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 están experimentando las empresas energéticas como consecuencia del incremento de los precios y volatilidades y expone que está 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.

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 prorroga el periodo de aplicación del Reglamento (UE) 2022/2576 hasta 31 de diciembre de 2024.

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 relación con el tema de la colateralización, el 6 de marzo de 2024, se publicó el Reglamento Delegado (UE) 2024/818, que modifica el Reglamento Delegado (UE) 153/2013, de 19 de diciembre. Este Reglamento permitía a los miembros compensadores no financieros, hasta el 7 de septiembre de 2024, la utilización para derivados de energía, de garantías bancarias no colateralizadas frente a las Cámaras de Compensación.

Reforma del mercado de la electricidad

El 21 de mayo de 2024 el Consejo de la Unión Europea (UE) ha aprobado la reforma del diseño del mercado de electricidad de la Unión Europea, 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 pasado 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. La propuesta 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.

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.

En relación con el Reglamento relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR por sus siglas en inglés) el 7 de diciembre de 2022, la Comisión Europea adoptó una propuesta de modificación al mismo. El texto final de EMIR fue aprobado por el Parlamento Europeo y adoptado por el Consejo el pasado 19 de noviembre de 2024, y se ha publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el pasado 4 de diciembre de 2024. El Reglamento es aplicable desde el 24 de diciembre de 2024, a excepción de los artículos que modifican la obligación de compensación y

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

el cálculo del umbral que no serán aplicables hasta la fecha de entrada en vigor de las normas técnicas de regulación que los desarrollen.

Entre los cambios más importantes destaca la forma de cálculo de las posiciones de cara al umbral de compensación. Se establece que sólo 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 publicaron, 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_2), 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.

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.

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.

Así mismo, 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 ha extendido el Marco anterior hasta junio de 2024, incrementando la cantidad de ayudas que pueden recibir las empresas.

Mercado mayorista

Desde el 10 de mayo de 2022, y siguiendo los criterios de revisión establecidos en la Decisión 4/2017 de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) de la Unión Europea (UE), el precio límite máximo armonizado del mercado diario pasó de 3.000 €/MWh a 4.000 €/MWh. La citada Decisión 4/2017 estableció que el límite superior debe incrementarse en 1.000 €/MWh a las 5 semanas de haber sido alcanzado el 60 % del límite. Aunque en agosto de 2022 se alcanzó el valor de 4.000 €/MWh, lo que debería dar lugar a un nuevo incremento, éste no se ha llevado a término, habiendo la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) iniciado en septiembre de 2022 una revisión de los criterios de modificación de los límites de precios. Con fecha 10 de enero de 2023, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) aprobó la Decisión 1/2023, con los nuevos criterios.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

7. Cambios en el perímetro de consolidación

Transacciones con Participaciones no Dominantes

Con fecha 23 de diciembre de 2024 Endesa, a través de su sociedad íntegramente participada Enel Green Power España, S.L., ha formalizado la venta a Masdar España Renewables 1, S.L. de una participación minoritaria del 49,99 % de la sociedad Enel Green Power España Solar 1, S.L., titular de la totalidad de las instalaciones solares fotovoltaicas en operación de Endesa en España, con una capacidad total instalada de aproximadamente 2 GW, por importe total neto de costes de la operación de 849 millones de euros, los cuales están totalmente cobrados a 31 de diciembre de 2024 (véase Nota 45.3).

Esta transacción permite a Endesa mantener el control y por tanto la consolidación íntegra de Enel Green Power España Solar 1, S.L. y se ha registrado como una operación con Participaciones no Dominantes, con un impacto total de 849 millones de euros en el Patrimonio Neto de la Compañía de los cuales 769 millones de euros y 80 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 34.2).

Acuerdos de adquisición

Con fecha 15 de noviembre de 2024 Endesa ha anunciado que su sociedad íntegramente participada, Endesa Generación, S.A.U. ha firmado un acuerdo con Corporación Acciona Energías Renovables, S.A., sociedad perteneciente al grupo Acciona, para la compra de la totalidad del capital social de Corporación Acciona Hidráulica, S.L. El acuerdo prevé el pago de un precio de 1.000 millones de euros, sujeto a los ajustes habituales en este tipo de operaciones, por el 100 % de las participaciones, libre de deuda.

Corporación Acciona Hidráulica, S.L. es 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 que generaron aproximadamente 1,3 TWh en 2023.

Con el cierre de la transacción, Endesa alcanzará una capacidad hidráulica instalada de más de 5,3 GW en España, con una potencia total de fuentes renovables en España y Portugal de 10,7 GW.

Una vez obtenidas las autorizaciones de las autoridades de defensa de la competencia y de inversiones extranjeras en España se espera que el cierre de la transacción tenga lugar en el primer trimestre de 2025.

7.1. Sociedades Dependientes

Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se ha producido la incorporación de las siguientes Sociedades Dependientes al perímetro de consolidación:

Sociedades	Transacción	Fecha	Actividad
Ren Alfajarin Solar S.L.U.[1]	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica
FV Andrea Solar S.L.U.[1]	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica
FV Campos Solar S.L.U.[1]	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica
FV La Cerca S.L.U.[1]	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica
FV Menaute S.L.U.[1]	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica
FV Santa María S.L.U.[1]	Constitución	18 de julio de 2024	Fotovoltaica
Loira de Logística, S.L.U.[2]	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 2, S.L.U.[2]	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 3, S.L.U.[2]	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 4, S.L.U.[2]	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 5, S.L.U.[2]	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 6, S.L.U.[2]	Constitución	7 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 7, S.L.U.[2]	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 8, S.L.U.[2]	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 9, S.L.U.[2]	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización
Loira de Logística 10, S.L.U.[2]	Constitución	28 de octubre de 2024	Comercialización
Endesa Mobility, S.L.U.	Constitución	26 de enero de 2023	Movilidad
Enel Green Power España Solar 1, S.L.[2][3]	Constitución	27 de julio de 2023	Fotovoltaica
EGPE Solar 2, S.L.U.[1]	Constitución	27 de julio de 2023	Fotovoltaica

[1] Sociedades constituidas por Enel Green Power España, S.L.U.
[2] Sociedades constituidas por Endesa Energía, S.A.U.
[3] Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enel Green Power España, S.L. ha formalizado la 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.

Incorporaciones de Sociedades					
Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-		
100,00	100,00	-	-		
100,00	100,00	-	-		
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	-	-	-	-
100,00	100,00	100,00	100,00	-	-
50,01	50,01	100,00	100,00	-	-
100,00	100,00	100,00	100,00	-	-

Desembolsos pendientes de pago

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los desembolsos pendientes de pago correspondientes a sociedades adquiridas así como las estipulaciones pendientes de cumplimiento y la fecha estimada de pago es el siguiente:

	Desembolsos Pendientes				
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	Fecha de Adquisición	Estipulaciones Pendientes de Cumplimiento	Fecha Estimada de Pago
Arena Power Solar 11, S.L.U. [1] Arena Power Solar 12, S.L.U. [1] Arena Power Solar 13, S.L.U. [1]	3	3	25 de febrero de 2021	Fecha de inicio de la construcción del proyecto («*Ready to Build*»).	«*Ready to Build*»: Diciembre de 2025
Arena Power Solar 20, S.L.U. [1]	–	2	29 de julio de 2021	Obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y fecha de inicio de la construcción del proyecto («*Ready to Build*»).	–
Savanna Power Solar 4, S.L.U. [2] Savanna Power Solar 5, S.L.U. [2] Savanna Power Solar 6, S.L.U. [2] Arena Power Solar 33, S.L.U. [2] Arena Power Solar 34, S.L.U. [2] Arena Power Solar 35, S.L.U. [2] Savanna Power Solar 9, S.L.U. [2] Savanna Power Solar 10, S.L.U. [2]	4	10	25 de febrero de 2021 15 de marzo de 2021	Fecha de inicio de la construcción del proyecto («*Ready to Build*»).	«*Ready to Build*»: Diciembre de 2025
Suggestion Power, Unipessoal, Lda [2]	3	3	14 de septiembre de 2020	Fecha de inicio de la construcción del proyecto («*Ready to Build*»), fecha de comunicación a los respectivos municipios del inicio de las obras de construcción del proyecto (SOC) e inicio de la explotación del proyecto («*Commercial Operation Date*» (COD).	«*Ready to Build*»: Septiembre de 2025 (SOC): Octubre de 2025 «*Commercial Operation Date*» (COD): Abril de 2027
TOTAL	**10**	**18**			

[1] A 31 de diciembre de 2024 no se van a desarrollar o construir las plantas fotovoltaicas de estas sociedades como consecuencia de la no obtención de permisos necesarios para operar las plantas o del resultado desfavorable de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) negativa, por tanto, Endesa no va a tener que hacer frente a los desembolsos pendientes de pago y ha procedido a revertir el pasivo correspondiente por importe de 9 millones de euros (véanse Notas 20.3 y 23.3).

[2] Estas sociedades se encuentran en fase de tramitación de permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, y, por tanto, no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición.

530

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se produjeron las siguientes variaciones en los porcentajes de control y económico de las siguientes Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

			Variaciones en Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	**Transacción**	**Actividad**	**Control**	**Económico**	**Control**	**Económico**	**Control**	**Económico**
Aranort Desarrollos, S.L.U. [3]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Baleares Energy, S.L.U. [4]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Baylio Solar, S.L.U. [5]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U. [6]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Emintegral Cycle, S.L.U. [7]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Enel Green Power España Solar 1, S.L. [1]	Venta	Fotovoltaica	50,01	50,01	100,00	100,00	-	-
Energía Base Natural, S.L.U. [8]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor, S.L.U. [9]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Energía y Naturaleza, S.L.U. [10]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Fotovoltaica Yuncillos, S.L.U. [11]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
FRV Corchitos I, S.L.U. [12]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Furatena Solar 1, S.L.U. [13]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Olivum PV Farm 01, S.L.U. [14]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Renovables Mediavilla, S.L.U. [15]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U. [16]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Stonewood Desarrollos, S.L.U. [2]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Tico Solar 1, S.L.U. [17]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Tico Solar 2, S.L.U. [17]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Torrepalma Energy 1, S.L.U. [18]	Venta	Fotovoltaica	100,00	50,01	100,00	100,00	100,00	100,00
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U. [19]	Adquisición	Comercialización	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	96,42

[1] Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enel Green Power España, S.L. ha formalizado la 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.

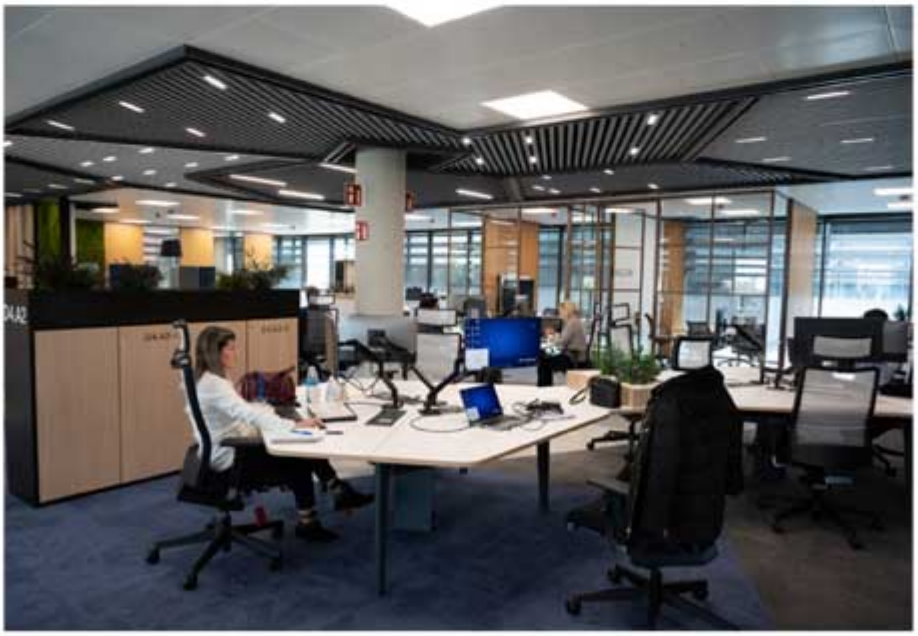
[2] Con fecha 1 de julio 2023 tuvo lugar la compraventa de la sociedad Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia, S.A.U. por parte de Endesa Energía, S.A.U. (comprador) a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. (vendedor) por un importe no significativo.

Exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se han producido las exclusiones de las siguientes Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

			Exclusiones de Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedad	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Endesa Generación II, S.A.U. [1]	Disolución	Generación	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Endesa Generación Nuclear, S.A.U. [2]	Disolución	Nuclear	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Trasportes y Distribuciones Eléctricas, S.A. (En liquidación) [1]	Disolución	Transmisión	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Xaloc Solar, S.L.U. [2]	Venta	Fotovoltaica	-	-	-	-	100,00	100,00
Endesa Comercialização de Energía, S.A. [2]	Disolución	Comercialización	-	-	-	-	100,00	100,00

[1] Las magnitudes de estas sociedades no eran significativas.
[2] Con fecha 23 de marzo de 2023 Enel Green Power España, S.L.U. formalizó la venta de la participación en esta Compañía por un importe de 2 millones de euros que han sido pagados mediante la compensación de derechos de crédito con el comprador. El resultado bruto generado es inferior a 1 millón de euros, negativo.



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Fusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se han realizado las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes del perímetro de consolidación:

			Fusiones de Sociedades					
			Participación a 31 de diciembre de 2024 (%) (Sociedad Absorbida)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%) (Sociedad Absorbida)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%) (Sociedad Absorbida)	
Sociedad Absorbente	Fecha de Fusión	Sociedades Absorbidas	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Endesa Generación II, S.A.U.	1 de julio de 2024	Guadarranque Solar 4, S.L.U.	-	-	100,00	100,00	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. [1]	-	-	96,42	96,42	96,42	96,42
Endesa Energía, S.A.U.	1 de octubre de 2024	Endesa X Servicios, S.L.U.	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Endesa Energía, S.A.U.	1 de octubre de 2024	Endesa Energía Renovable, S.L.U.	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00
Endesa, S.A.	2 de noviembre de 2023	Endesa Red, S.A.U. [2]	-	-	-	-	100,00	100,00
Enel Green Power España, S.L.U.	19 de septiembre de 2023	Energías Especiales Peña Armada, S.A.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, ha quedado inscrita dicha fusión inversa.

[2] Con fecha 22 de septiembre de 2023 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. y el Administrador Único de la sociedad íntegramente participada por Endesa, S.A., Endesa Red, S.A.U., aprobaron el proyecto común de fusión referido a la fusión por absorción en virtud de la cual Endesa Red, S.A.U. se integra en Endesa, S.A. mediante la transmisión en bloque de su patrimonio, produciéndose su extinción sin liquidación. Con efectos día 2 de noviembre de 2023, quedó inscrita la fusión por absorción de la sociedad Endesa Red, S.A.U. por parte de Endesa, S.A.

533

7.2. Sociedades Asociadas

Incorporaciones

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 no se ha producido la incorporación de ninguna Sociedad Asociada al perímetro de consolidación.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 se produjo la incorporación de las siguientes Sociedades Asociadas al perímetro de consolidación:

				Incorporaciones de Sociedades			
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L. [1]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	64,05	64,05	-	-
María Renovables, S.L. [1]	28.1	Constitución	Fotovoltaica	45,36	45,36	-	-

[1] Sociedades constituidas directa y/o indirectamente por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe total inferior a 1 millón de euros.

Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se han producido las siguientes variaciones en los porcentajes de control y económico de las siguientes Sociedades Asociadas del perímetro de consolidación:

				Variaciones en Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Brazatortas 220 Renovables, S.L. [1]	[2]	Venta	Fotovoltaica	33,96	16,98	33,96	33,96	33,96	33,96
Energías Limpias de Carmona, S.L. [1]		Adquisición	Fotovoltaica	23,08	23,08	18,75	18,75	18,75	18,75
Evacuación Carmona 400-220 KV Renovables, S.L. [1]		Adquisición	Fotovoltaica	10,36	10,36	9,39	9,39	9,39	9,39
Infraestructuras San Serván SET 400, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	19,23	9,62	19,23	19,23	19,23	19,23
Infraestructuras San Serván 220, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	30,80	15,40	30,80	30,80	30,80	30,80
Instalaciones San Serván II 400, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	23,81	11,90	23,81	23,81	23,81	23,81
Lucas Sostenible, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	35,29	17,65	35,29	35,29	35,29	35,29
Promotores Mudéjar 400KV, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	37,19	34,35	37,19	37,19	37,19	37,19
Renovables Brovales 400KV, A.I.E. [1]		Venta	Fotovoltaica	64,15	40,06	64,15	64,15	64,15	64,15
Renovables Brovales Segura de León 400 KV, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	64,05	47,54	64,05	64,05	–	–
Renovables Manzanares 400 KV, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	43,98	35,92	43,98	43,98	43,98	43,98
Trévago Renovables, S.L. [1]		Venta	Fotovoltaica	35,50	17,75	35,50	35,50	35,50	35,50
Ribina Renovables 400, S.L. [1]		Adquisición	Fotovoltaica	40,21	40,21	40,21	40,21	39,24	39,24
Soiana Renovables, S.L. [2]		Venta	Fotovoltaica	39,90	39,90	39,90	39,90	49,84	49,84

[1] Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enel Green Power España, S.L. ha formalizado la 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.
[2] Las magnitudes de estas sociedades y transacciones no son significativas.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Exclusiones

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 no se ha producido la exclusión de ninguna Sociedad Asociada del perímetro de consolidación.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 se produjo la exclusión de la siguiente Sociedad Asociada del perímetro de consolidación:

				Exclusión de Sociedades			
				Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico
Tecnatom, S.A. [1]	40.2	Venta	Nuclear	–	–	45.00	45.00

[1] Con fecha 24 de noviembre de 2023 se formalizó la venta de la participación en esta compañía por un importe total de 27 millones de euros no habiéndose generado ningún resultado en la transacción.

7.3. Acuerdos Conjuntos

7.3.1. Operaciones Conjuntas

Incorporaciones y exclusiones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 se ha producido la siguiente variación en los porcentajes de control y económico de las entidades de Operación Conjunta del perímetro de consolidación:

			Variaciones en Entidades					
			Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.[1]	Venta	Fotovoltaica	36.16	31.38	36.16	36.16	36.16	36.16

[1] Con fecha 23 de diciembre de 2024 Enel Green Power España, S.L. ha formalizado la 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.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 no se produjeron variaciones en los porcentajes de control y económico de las entidades de Operación Conjunta del perímetro de consolidación.

7.3.2. Negocios Conjuntos

Incorporaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 se ha producido la incorporación de los siguientes Negocios Conjuntos al perímetro de consolidación:

				Incorporación de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Ice Fotovoltaicos Villameca, S.L.[1]	(6).i	Constitución	Fotovoltaica	50,00	50,00	–	–	–	–
Grineo Gestión Circular, S.L.[2]		Constitución	Servicios	–	–	35,00	35,00	–	–

[1] Sociedad constituida por Enel Green Power España, S.L.U. por un importe inferior a 1 millón de euros.
[2] Sociedad constituida por Endesa Generación, S.A.U. por un importe inferior a 1 millón de euros.

Variaciones

En los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 no se ha producido variación en los porcentajes de participación de control y económico de ningún Negocio Conjunto del perímetro de consolidación.

Exclusiones

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 se ha producido la exclusión del siguiente Negocio Conjunto del perímetro de consolidación:

				Exclusión de Sociedades					
				Participación a 31 de diciembre de 2024 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2023 (%)		Participación a 31 de diciembre de 2022 (%)	
Sociedades	Notas	Transacción	Actividad	Control	Económico	Control	Económico	Control	Económico
Grineo Gestión Circular, S.L.[1]	(6).i	Venta	Servicios	–	–	35,00	35,00	–	–

[1] Sociedad constituida por Endesa Generación, S.A.U. por un importe inferior a 1 millón de euros.

En el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2023 no se produjo la exclusión de ningún Negocio Conjunto del perímetro de consolidación.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

8. Información por Segmentos

8.1. 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 2024 y 2023, Endesa no ha tenido, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10 % o más de sus ingresos.



8.2. Información por Segmentos

8.2.1. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones de Euros	2024				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
INGRESOS	**18.866**	**2.602**	**399**	**(560)**	**21.307**
Ingresos con Terceros	18.842	2.457	8	–	21.307
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	24	145	391	(560)	–
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	**(13.055)**	**(146)**	**9**	**138**	**(13.054)**
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**(908)**	**–**	**–**	**–**	**(908)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**4.903**	**2.456**	**408**	**(422)**	**7.345**
COSTES FIJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS	**(1.602)**	**(452)**	**(420)**	**422**	**(2.052)**
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**3.301**	**2.004**	**(12)**	**–**	**5.293**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	**(1.258)**	**(720)**	**(40)**	**–**	**(2.018)**
Amortizaciones	(1.126)	(737)	(40)	–	(1.903)
Dotación Deterioro de Activos no Financieros	(136)	–	–	–	(136)
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	4	17	–	–	21
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	**(197)**	**(7)**	**–**	**–**	**(204)**
Dotación Deterioro de Activos Financieros	(356)	(44)	–	–	(400)
Reversión Deterioro de Activos Financieros	159	37	–	–	196
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**1.846**	**1.277**	**(52)**	**–**	**3.071**
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	10	1	–	–	11
INVERSIONES INMOVILIZADO MATERIAL, INVERSIONES INMOBILIARIAS Y ACTIVO INTANGIBLE[1]	**1.119**	**914**	**24**	**–**	**2.057**

[1] Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 56 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 21).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros	2023				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
INGRESOS	**23.179**	**2.466**	**501**	**(687)**	**25.459**
Ingresos con Terceros	23.148	2.302	9	–	25.459
Ingresos por Transacciones entre Segmentos	31	164	492	(687)	–
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	**(16.094)**	**(166)**	**(209)**	**157**	**(16.312)**
INGRESOS Y GASTOS POR DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**(3.172)**	**–**	**–**	**–**	**(3.172)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**3.913**	**2.300**	**292**	**(530)**	**5.975**
COSTES FIJOS DE EXPLOTACIÓN Y OTROS RESULTADOS	**(1.635)**	**(563)**	**(530)**	**530**	**(2.198)**
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**2.278**	**1.737**	**(238)**	**–**	**3.777**
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro de Activos no Financieros	**(1.137)**	**(684)**	**(43)**	**–**	**(1.864)**
Amortizaciones	(1.031)	(694)	(43)	–	(1.768)
Dotación Deterioro de Activos no Financieros	(116)	–	–	–	(116)
Reversión Deterioro de Activos no Financieros	10	10	–	–	20
Pérdidas por Deterioro de Activos Financieros	**(271)**	**3**	**–**	**–**	**(268)**
Dotación Deterioro de Activos Financieros	(384)	(62)	–	–	(446)
Reversión Deterioro de Activos Financieros	113	65	–	–	178
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**870**	**1.056**	**(281)**	**–**	**1.645**
Resultado Neto de Sociedades por el Método de la Participación	6	4	–	–	10
INVERSIONES INMOVILIZADO MATERIAL, INVERSIONES INMOBILIARIAS Y ACTIVO INTANGIBLE[1]	**1.544**	**892**	**27**	**–**	**2.463**

[1] Incluye altas de Derechos de Uso por importe de 147 millones de euros (133 millones de euros en Generación y Comercialización, 7 millones de euros en Distribución y 7 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 21).

8.2.2. Información por Segmentos: Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
Inmovilizado Material[1]	**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**	**439**	**(568)**	**4.194**
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	**-**	**12**	**-**	**-**	**12**
Otros[2]	**1.725**	**583**	**13**	**-**	**2.321**
ACTIVOS SEGMENTOS	**17.195**	**14.496**	**629**	**(568)**	**31.752**
TOTAL ACTIVO					**37.345**
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	**34**	**4.379**	**-**	**-**	**4.413**
Provisiones no Corrientes	**2.119**	**372**	**267**	**-**	**2.758**
Provisiones por Prestaciones al Personal	104	104	19	-	227
Otras Provisiones no Corrientes	2.015	268	248	-	2.531
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	**17**	**470**	**-**	**-**	**487**
Provisiones Corrientes	**944**	**54**	**37**	**-**	**1.035**
Provisiones por Prestaciones al Personal	-	-	-	-	-
Otras Provisiones Corrientes	944	54	37	-	1.035
Proveedores y otros Acreedores	**3.479**	**1.460**	**778**	**(568)**	**5.149**
Otros[3]	**142**	**673**	**8**	**-**	**823**
PASIVOS SEGMENTOS	**6.735**	**7.408**	**1.090**	**(568)**	**14.665**
TOTAL PASIVO					**37.345**

[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 21).
[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 22), Existencias por importe de 1.831 millones de euros (1.659 millones de euros en Generación y Comercialización y 172 millones de euros en Distribución) (véase Nota 31), y Otros Activos no Corrientes por importe de 486 millones de euros (66 millones de euros en Generación y Comercialización, 409 millones de euros en Distribución y 11 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 29).
[3] Incluye Subvenciones por importe de 249 millones de euros (55 millones de euros en Generación y Comercialización y 194 millones de euros en Distribución) (véase Nota 35) 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 8 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 37).

540

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura y Servicios	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
Inmovilizado Material[1]	**10.132**	**12.555**	**152**	**–**	**22.839**
Activo Intangible	**1.401**	**215**	**30**	**–**	**1.646**
Fondo de Comercio	**361**	**97**	**4**	**–**	**462**
Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	**257**	**13**	**3**	**–**	**273**
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	**4.262**	**801**	**271**	**(422)**	**4.912**
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	**–**	**4**	**–**	**–**	**4**
Otros[2]	**1.923**	**588**	**4**	**–**	**2.515**
ACTIVOS SEGMENTOS	**18.336**	**14.273**	**464**	**(422)**	**32.651**
TOTAL ACTIVO					**41.283**
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	**20**	**4.328**	**–**	**–**	**4.348**
Provisiones no Corrientes	**2.089**	**534**	**232**	**–**	**2.855**
Provisiones por Prestaciones al Personal	116	125	27	–	268
Otras Provisiones no Corrientes	1.973	409	205	–	2.587
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	**3**	**424**	**–**	**–**	**427**
Provisiones Corrientes	**1.137**	**94**	**146**	**–**	**1.377**
Provisiones por Prestaciones al Personal	–	–	–	–	–
Otras Provisiones Corrientes	1.137	94	146	–	1.377
Proveedores y otros Acreedores	**4.101**	**1.779**	**784**	**(422)**	**6.242**
Otros[3]	**127**	**671**	**7**	**–**	**805**
PASIVOS SEGMENTOS	**7.477**	**7.830**	**1.169**	**(422)**	**16.054**
TOTAL PASIVO					**41.283**

[1] Incluye Derechos de Uso por importe de 810 millones de euros (716 millones de euros en Generación y Comercialización, 25 millones de euros en Distribución y 69 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 21).
[2] Incluye Inversiones Inmobiliarias por importe de 69 millones de euros (57 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios)(véase Nota 22), Existencias por importe de 2.060 millones de euros (1.875 millones de euros en Generación y Comercialización y 185 millones de euros en Distribución) (véase Nota 31), y Otros Activos no Corrientes por importe de 386 millones de euros (48 millones de euros en Generación y Comercialización, 336 millones de euros en Distribución y 2 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 29).
[3] Incluye Subvenciones por importe de 227 millones de euros (36 millones de euros en Generación y Comercialización y 191 millones de euros en Distribución)(véase Nota 35) y Otros Pasivos no Corrientes por importe de 578 millones de euros (91 millones de euros en Generación y Comercialización, 480 millones de euros en Distribución y 7 millones de euros en Estructura y Servicios) (véase Nota 37).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
TOTAL ACTIVO		**37.345**	**41.283**
Otros Activos Financieros no Corrientes	28	829	663
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	377	879
Activos por Impuesto Diferido	25	1.311	1.608
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	32	265	233
Activos por otros Impuestos	32	419	312
Otros Activos Financieros Corrientes	28	974	1.777
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	541	1.054
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	840	2.106
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	22	37	–
ACTIVOS SEGMENTOS		**31.752**	**32.651**
TOTAL PASIVO		**37.345**	**41.283**
Patrimonio Neto	34	9.053	7.204
Deuda Financiera no Corriente	40.3	9.881	9.636
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	336	544
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	38	64	8
Pasivos por Impuesto Diferido	25	1.047	1.308
Deuda Financiera Corriente	40.3	613	4.091
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	656	1.673
Otros Pasivos Financieros Corrientes	38	97	104
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente	39	309	215
Pasivos por otros Impuestos	39	607	446
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	22	17	–
PASIVOS SEGMENTOS		**14.665**	**16.054**

8.2.3. Información por Segmentos: Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones de Euros	2024			
Estado de Flujos de Efectivo	**Generación y Comercialización**	**Distribución**	**Estructura, Servicios y Otros[1]**	**Total**
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)	(1.803)	(1.333)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(4.394)	(158)	1.052	(3.500)

[1] Estructura, Servicios y Ajustes.

Millones de Euros	2023			
Estado de Flujos de Efectivo	**Generación y Comercialización**	**Distribución**	**Estructura, Servicios y Otros[1]**	**Total**
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3.296	2.268	(867)	4.697
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	3.706	(992)	482	3.196
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(7.017)	(1.275)	1.634	(6.658)

[1] Estructura, Servicios y Ajustes.

8.3. Información por áreas geográficas

8.3.1. 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 2024 y 2023

Millones de Euros	2024		
País	Resultado de la Sociedad Dominante	Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	Otros Ingresos de Explotación
España	1.815	17578	329
Portugal	34	1.353	1
Francia	24	751	36
Alemania	13	420	-
Reino Unido	-	367	-
Suiza	-	190	-
Luxemburgo	-	71	-
Países Bajos	-	68	-
Singapur	-	54	-
Italia	-	4	2
Marruecos	2	-	-
Otros	-	79	4
TOTAL	**1.888**	**20.935**	**372**

Millones de Euros	2023		
País	Resultado de la Sociedad Dominante	Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	Otros Ingresos de Explotación
España	666	20.589	377
Portugal	33	1.050	2
Italia	–	6	7
Luxemburgo	–	859	–
Francia	28	1.247	–
Alemania	12	523	–
Singapur	–	147	–
Suiza	–	147	3
Países Bajos	–	34	–
Marruecos	3	–	–
Reino Unido	–	406	–
Otros	–	62	–
TOTAL	**742**	**25.070**	**389**

8.3.2. Inmovilizado material, inversiones inmobiliarias, activo intangible y fondo de comercio a 31 de diciembre de 2024 y 2023

Millones 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	–	–	–
TOTAL	**22.940**	**4**	**1.536**	**462**

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023			
	Inmovilizado Material	Inversiones Inmobiliarias	Activo Intangible	Fondo de Comercio
España	22.538	69	1.639	462
Portugal	297	–	7	–
Francia	4	–	–	–
TOTAL	**22.839**	**69**	**1.646**	**462**



9. Ingresos

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Ingresos por Ventas y Prestaciones de Servicios	9.1	20.935	25.070
Otros Ingresos de Explotación	9.2	372	389
TOTAL		**21.307**	**25.459**

9.1. Ingresos por ventas y prestaciones de servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Ventas de Electricidad		14.735	16.572
Ventas Mercado Liberalizado		10.428	12.077
Ventas Mercado Liberalizado Español		8.893	10.673
Ventas Mercados Liberalizados fuera de España		1.535	1.404
Ventas a Precio Regulado		1.423	1.823
Ventas Mercado Mayorista		1.211	1.324
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)		1.668	1.557
Retribución a la Inversión en Energías Renovables		5	(9)
Ventas de Gas		3.168	5.419
Ventas Mercado Liberalizado		3.005	5.214
Ventas a Precio Regulado		163	205
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad		2.064	1.930
Verificaciones y Enganches		35	32
Prestación de Servicios en Instalaciones		37	47
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios		888	1.064
Ventas relativas a Servicios de Valor Añadido		365	398
Cobros por Capacidad		9	11
Ventas de otras Materias Energéticas		241	386
Prestaciones de Servicios y Otros		273	269
Ingresos por Arrendamientos	31.2	8	6
TOTAL		**20.935**	**25.070**

Los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes reconocidos en este epígrafe en el ejercicio 2024 han ascendido a 20.773 millones de euros (24.904 millones de euros en el ejercicio 2023).

9.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Imputación a Resultados de Instalaciones Cedidas de Clientes y Derechos por Acometidas de Extensión y Otros Pasivos por Contratos con Clientes	23.1	187	178
Imputación a Resultados de Subvenciones		86	96
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales [1]		21	78
Otras Imputaciones a Resultado de Subvenciones [2]		65	18
Indemnizaciones de Terceros		41	27
Otros		58	88
TOTAL		**372**	**389**

[1] La variación es debida, principalmente, a la evolución del precio medio de las garantías de origen (-92,5 %).
[2] En el ejercicio 2024 incluye 29 millones de euros relativos a subvenciones de capital (16 millones de euros en el ejercicio 2023) (véase Nota 35) y 36 millones de euros de subvenciones de explotación (2 millones de euros en el ejercicio 2023). En el ejercicio 2024 el aumento de subvenciones de capital y de subvenciones de explotación es debido, principalmente, a las ayudas recibidas de los fondos europeos de acuerdo con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) (14 millones de euros) y a las ayudas obtenidas por la sucursal en Francia de Endesa Energía, S.A.U. relacionadas con el uso de biogás y biometano sostenible (35 millones de euros), respectivamente.

Los ingresos de actividades ordinarias de contratos con clientes reconocidos en este epígrafe en el ejercicio 2024 han ascendido a 197 millones de euros (194 millones de euros en el ejercicio 2023).

10. Aprovisionamientos y servicios

10.1. Compras de energía

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	2024	2023
Electricidad	2.915	4.055
Materias Energéticas	1.630	2.889 [1]
TOTAL	**4.545**	**6.944**

[1] Incluía un gasto por importe de 515 millones de euros reconocido por Endesa Generación, S.A.U. como consecuencia del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) (véanse Notas 16.1, 39 y 45.1).

10.2. Consumo de combustibles

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	2024	2023
Materias Energéticas		
Carbón	6	64
Combustible Nuclear	103	100
Fuel	1.304	1.344
Gas	858	1.200
TOTAL	**2.271**	**2.708**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

10.3. Otros aprovisionamientos variables y servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Tributos y Tasas		1.274	1 132
Gravamen Temporal Energético [9]	9	138	208
Impuesto a la Producción Eléctrica [9]	9	342	–
Tasa por Tratamiento de Residuos Radiactivos		229	205
Tasa de Ocupación de la Vía Pública / Alumbrado		198	234
Tasas e Impuestos Nucleares		107	115
Impuesto Medioambiental Catalán		137	138
Cánones Hidráulicos		48	38
Otros Tributos y Tasas		75	194
Bono Social [10]	9 y 50	(89)	248
Consumos de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	5.1	726	925
Consumos de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	5.1	45	157
Costes relativos a Servicios de Valor Añadido		182	194
Compras de otras Materias Energéticas		127	448
Coste de Eficiencia Energética		99	49
Otros		279	294
TOTAL		**2.643**	**3.447**

[9] Corresponde al gasto asociado al gravamen temporal energético introducido por la Ley 38/2022, de 27 de diciembre, para el establecimiento de gravámenes temporales energéticos y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito y por la que se crea el impuesto temporal de solidaridad de las grandes fortunas, y se modifican determinadas normas tributarias (véase Nota 6). La variación entre ambos ejercicios es consecuencia, fundamentalmente, de la finalización del proceso inspector del gravamen del ejercicio 2023 y la aceptación por parte de la Inspección de determinadas alegaciones de Endesa respecto a varios conceptos a descontar en la base del gravamen.

[9] De acuerdo con el Real Decreto Ley 8/2023, de 27 de diciembre, en el ejercicio 2024 ha finalizado la prórroga de la suspensión temporal del Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (véase Nota 6).

[10] Mediante Auto de 18 de septiembre de 2024 dictado por el Tribunal Supremo en el Recurso núm. 687/2017 se ha estimado el incidente promovido por Endesa, S.A. por cuanto no se ha acreditado que Endesa, S.A. repercutiera (ni explícita, ni implícitamente) el coste de financiación del Bono Social. En dicho Auto se declara (i) el derecho de Endesa a que se le abone por la Administración el importe de 148 millones de euros por las cantidades pagadas en concepto de financiación y cofinanciación asociadas a los consumidores suministrados por Endesa Energía, S.A.U., más los intereses correspondientes, que ascienden a 25 millones de euros, computados desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su efectivo reintegro, en concepto de financiación del Bono Social referido al segmento libre del mercado de comercialización, (ii) el derecho a que se le abone por la Administración el importe de 6 millones de euros por las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social, asociada a los consumidores suministrados por Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., más los intereses correspondientes, que ascienden a 1 millón de euros, computados desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su reintegro (véanse Notas 16.1 y 50). Adicionalmente, en el ejercicio 2024 se ha registrado el devengo de la financiación del Bono Social por importe de 59 millones de euros.

11. Ingresos y gastos por derivados de materias energéticas

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Ingresos	40.8		
Ingresos por Derivados Designados de Cobertura		**859**	**1.153**
Ingresos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo[1]		859	1.153
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**762**	**1.936**
Ingresos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado		762	1.936
Total Ingresos		**1.621**	**3.089**
Gastos	40.8		
Gastos por Derivados Designados de Cobertura		**(1.243)**	**(2.817)**
Gastos por Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo[1]		(1.243)	(2.817)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**(1.286)**	**(3.444)**
Gastos por Derivados a Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado		(1.286)	(3.444)
Total Gastos		**(2.529)**	**(6.261)**
TOTAL		**(908)**	**(3.172)**

[1] A 31 de diciembre de 2024 incluye 169 millones de euros netos, positivos, de impacto en el Estado del Resultado por ineficacia (200 millones de euros netos, positivos, a 31 de diciembre de 2023).

12. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Sueldos y Salarios		705	719
Aportaciones a Planes de Pensiones	39.1	46	40
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		29	170
Provisiones por Expedientes de Regulación de Empleo	39.2.1	–	(1)
Provisiones por Suspensión de Contratos[1]	39.2.2	29	171
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales		206	208
TOTAL		**986**	**1.137**

[1] Incluye la dotación inicial de una provisión por importe 38 millones de euros (365 millones de euros en el ejercicio 2023) en línea con el compromiso con las mejoras en la eficiencia, dentro del marco de la transformación digital que Endesa lleva realizando durante años, que contempla la salida de un máximo de 100 empleados (201 empleados en el ejercicio 2023) afectados por la Digitalización de Procesos (véase Nota 39.2).

La información relativa a la plantilla media y final se detalla en la Nota 49.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

13. Otros gastos fijos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	2024	2023
Reparaciones y Conservación	384	331
Primas de Seguros	69	64
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados	93	93
Arrendamientos y Cánones	22	24
Tributos y Tasas	115	119
Gastos de Viajes	10	14
Servicios de Asistencia para Sistemas y Aplicaciones	160	184
Expedientes Sancionadores	18[a]	19
Otros	525	575
TOTAL	**1.396**	**1.423**

[a] En el ejercicio 2024 se ha registrado un gasto en concepto de penalizaciones por importe de 26 millones de euros como consecuencia de no desarrollar o construir determinados proyectos renovables (véanse Notas 20.3 y 23.3).

14. Otros resultados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo y Otros:		**–**	**–**
Enajenaciones de Inmovilizado		**55**	**17**
Cesión de Derechos de Uso de Fibra Óptica		37[a]	–
Terrenos Anexos a la Antigua Sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (Palma de Mallorca)	8	10[b]	–
Terrenos Anexos a la Central Térmica de Foix (Barcelona)		–	6
Terrenos Ubicados en Granada, Málaga y Teruel del Negocio de Generación y Comercialización		–	6
Terreno Bahía de Bolonia (Cádiz)		7	–
Otros[c]		1	5
TOTAL		**55**	**17**

[a] 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 (28 millones de euros, netos de efecto fiscal).

[b] Con fecha 30 de diciembre de 2024, Edistribución Redes Digitales, S.L.U. ha procedido a la venta de uno de los terrenos anexos a la antigua sede de Gas y Electricidad Generación, S.A.U. situado en Palma de Mallorca por un importe, neto de costes de la operación, igual a 62 millones de euros de los cuales 51 millones de euros se encuentran pendientes de cobro a 31 de diciembre de 2024, habiéndose generado una plusvalía bruta por importe de 10 millones de euros.

[c] Corresponde a plusvalías brutas generadas por la venta de terrenos e inmuebles.

15. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

15.1. Amortizaciones y pérdidas por deterioro de activos no financieros

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
AMORTIZACIONES	8.2.1	**1.903**	**1.768**
Dotación Amortización Inmovilizado Material	7	1.518	1.418
Dotación Amortización Activo Intangible	9	385	350
PÉRDIDAS POR DETERIORO DE ACTIVOS NO FINANCIEROS		**115**	**96**
Dotación Pérdidas por Deterioro	8.2.1	**136**	**116**
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		35	95
Centrales Térmicas de Carbón[1]	3.25.4 y 20.3	–	1
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)[2]	3.25.4 y 20.3	11	90
Proyectos de Plantas Renovables	20.3	23[3]	4[4]
Otro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	7	1	–
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible		101	21
Proyectos de Plantas Renovables	20.3	101[3]	21[4]
Reversión Pérdidas por Deterioro	8.2.1	**(21)**	**(20)**
Reversión Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias		**(21)**	(18)
Centrales Térmicas de Carbón[1]	3.25.4 y 20.3	(2)	(7)
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)[2]	3.25.4 y 20.3	(2)	–
Otro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias[5]	7	(17)	(11)
Reversión Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	20.3	–	(2)[4]
TOTAL		**2.018**	**1.864**

[1] Incluye la reversión de pérdidas por deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por importe de 2 millones de euros (7 millones de euros en el ejercicio 2023).

[2] En los ejercicios 2024 y 2023 incluye la cotación por deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla por un importe total neto de 9 millones de euros y 90 millones de euros, respectivamente.

[3] En el ejercicio 2024 se ha registrado un gasto por deterioro de varios proyectos correspondientes en, su mayor parte, a plantas fotovoltaicas por importe total neto de 124 millones de euros (107 millones de euros netos de efecto fiscal) como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas o del resultado desfavorable de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión conforme al Plan Estratégico de la Compañía.

[4] En el ejercicio 2023 se registró un gasto por deterioro de varios proyectos de parques eólicos y plantas por importe total neto de 23 millones de euros como consecuencia, principalmente, de la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) negativa.

[5] En los ejercicios 2024 y 2023 incluye, 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 y 10 millones de euros, respectivamente.

15.2. Pérdidas por deterioro de activos financieros

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Dotación Pérdidas por Deterioro	8.2.1, 40.1.3 y 40.5.1	**400**	**446**
Dotación Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes		399	440
Dotación Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros		1	6
Reversión Pérdidas por Deterioro	8.2.1, 40.1.3 y 40.5.1	**(196)**	**(178)**
Reversión Pérdidas por Deterioro de Cuentas a Cobrar Procedentes de Contratos con Clientes		(194)	(176)
Reversión Pérdidas por Deterioro de otros Activos Financieros		(2)	(2)
TOTAL		**204**	**268**



16. Resultado financiero

16.1. Resultado financiero sin instrumentos financieros derivados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Ingresos Financieros		**131**	**38**
Ingresos por Activos Financieros a Coste Amortizado[1]		60	7
Ingresos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados[2]	10.2 y 43.1.1	6	1
Ingresos por Planes de Reestructuración de Plantilla	38.2.1 y 38.2.2	2	–
Otros Ingresos Financieros[3]		63[4]	30
Gastos Financieros		**(639)**	**(705)**
Gastos por Pasivos Financieros a Coste Amortizado[5]	40.5.2	(471)	(505)
Gastos por Activos y Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados[2]	10.2 y 43.1.1	(35)	(43)
Gastos por Compromisos Post-empleo	39.1	(6)	(9)
Gastos por Planes de Reestructuración de Plantilla	38.2.1 y 38.2.2	(21)	(33)
Gastos por Otras Provisiones	36.3	(49)[6]	(54)
Gastos Financieros Activados	5.3b.1 y 5.3.b.1	14	14
Gastos por Deterioro de otros Activos Financieros	40.1.3 y 40.5.1	(1)	4
Resultado en Venta de Activos Financieros	32	(29)	(49)
Otros Gastos Financieros		(41)[7]	(30)[8]
Diferencias de Cambio		**(4)**	**21**
Positivas		44	83
Negativas		(48)	(62)
TOTAL		**(512)**	**(646)**

552

[1] Incluye los rendimientos correspondientes a la formalización de depósitos mantenidos por la Compañía (véase Nota 33).

[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 16.2).

[3] En los ejercicios 2024 y 2023 se han reconocido 26 millones de euros y 4 millones de euros, respectivamente, en concepto de intereses de demora como consecuencia del reconocimiento del derecho de Endesa a que se le abonen por la Administración las cantidades pagadas en concepto de financiación y cofinanciación asociadas a los consumidores suministrados por Endesa Energía S.A.U. y las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social, asociada a los consumidores suministrados por Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. (véase Nota 10.3).

[4] Incluye 21 millones de euros en concepto de intereses de demora como consecuencia de la declaración de inconstitucionalidad de determinadas modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 3/2016, de 2 de diciembre, en la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades según Sentencia del Tribunal Constitucional 11/2024, de 18 de enero (véase Nota 18).

[5] En los ejercicios 2024 y 2023 incluye gastos por intereses de deuda financiera asociada a derechos de uso por importe de 43 millones de euros y 42 millones de euros, respectivamente (véase Nota 21).

[6] Incluye 2 millones de euros de gastos financieros correspondientes a Otras Prestaciones al Personal.

[7] Incluye 32 millones de euros de costes asociados al riesgo derivado de la ejecución de avales en determinados proyectos renovables (véase Nota 15.1).

[8] Incluía 15 millones de euros en concepto de intereses de demora como consecuencia del reconocimiento del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) (véase Notas 10.1).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Diferencias de cambio netas

En el ejercicio 2024, las diferencias de cambio netas han ascendido a 4 millones de euros, negativas (21 millones de euros, positivas, en el ejercicio 2023).

La variación es debida, fundamentalmente, al impacto en el ejercicio 2023 de la evolución del tipo de cambio euro/dólar estadounidense sobre los pagos asociados a los contratos formalizados en dólares que la Compañía tuvo que hacer frente en dicho periodo.

16.2. Ingresos y gastos financieros por instrumentos financieros derivados

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Ingresos	40.5		
Ingresos por Derivados Designados de Cobertura		**57**	**88**
Ingresos por Derivados de Coberturas de Flujos de Efectivo		29	44
Ingresos por Derivados de Coberturas de Valor Razonable[1]	38.1 y 40.1.1	28	44
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**19**	**–**
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		19	–
Total Ingresos		**76**	**88**
Gastos	40.5		
Gastos por Derivados Designados de Cobertura		**(38)**	**(34)**
Gastos por Derivados de Coberturas de Flujos de Efectivo		(1)	(3)
Gastos por Derivados de Coberturas de Valor Razonable[1]	38.1 y 40.1.1	(37)	(31)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		**(19)**	**2**
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		(19)	2
Total Gastos		**(57)**	**(32)**
TOTAL		**19**	**56**

[1] A 31 de diciembre de 2024 incluye las variaciones de valor razonable de los instrumentos de cobertura cuyo subyacente son pasivos financieros a valor razonable por importe de 28 millones de euros netos, positivos (44 millones de euros netos, positivos, a 31 de diciembre de 2023).

17. Resultado neto de sociedades por el método de la participación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Sociedades Asociadas	16.1	**–**	**(8)**
Energías Especiales del Bierzo, S.A.		1	2
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		(1)	(6)
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		3	1
Endesa X Way, S.L.		(5)	(4)
Otras		2	(1)
Negocios Conjuntos	16.1	**11**	**18**
Front Marítim del Besòs, S.L.		–	(2)
Nuclenor, S.A.		1	4
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		2	3
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.		1	3
Otros		7	10
TOTAL		**11**	**10**

18. Impuesto sobre Sociedades

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Impuesto del Ejercicio Corriente		706	347
Impuesto del Ejercicio Diferido	26	(19)	(40)
Regularizaciones Años Anteriores		18	–
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades		(9)	(4)
TOTAL		**696**[a]	**303**

[a] Menor gasto neto por el Impuesto sobre Sociedades por importe total de 6 millones de euros, resultante por un lado, de la declaración de inconstitucionalidad de determinadas modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 3/2016, de 2 de diciembre, en la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, según la Sentencia del Tribunal Constitucional 11/2024, de 18 de enero, y, por otro, de la incorporación en la Ley 7/2024, de 20 de diciembre, de las medidas que habían sido declaradas inconstitucionales.

Conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades

555

Durante los ejercicios 2024 y 2023 la conciliación entre el «*Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuadas*» y el gasto por «*Impuesto sobre Sociedades*» es el siguiente:

Millones de Euros	2024					
	Estado del Resultado	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuadas	**1.893**	**–**	**184**	**–**	**2.077**	**–**
Impuesto sobre Sociedades	696	–	57	–	753	–
Resultado Contable Antes de Impuestos	**2.589**	**–**	**241**	**–**	**2.830**	**–**
Impuesto Teórico	**647**	**25,0**	**60**	**25,0**	**707**	**25,0**
Diferencias Permanentes	**89**	**–**	**(3)**	**–**	**86**	**–**
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	–
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	**(24)**	**–**	**–**	**–**	**(24)**	**–**
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	**(25)**	**–**	**–**	**–**	**(25)**	**–**
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**687**	**–**	**57**	**–**	**744**	**–**

Millones de Euros	2023					
	Estado del Resultado	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuadas	**762**	–	**2.923**	–	**3.685**	–
Impuesto sobre Sociedades	303	–	975	–	1.278	–
Resultado Contable Antes de Impuestos	**1.065**	–	**3.898**	–	**4.963**	–
Impuesto Teórico	**266**	**25,0**	**975**	**25,0**	**1.241**	**25,0**
Diferencias Permanentes	**87**	**–**	**–**	**–**	**87**	**–**
Limitación en la Exención de Dividendos	18	–	–	–	18	–
Efecto Resultados Netos por el Método de la Participación	(3)	–	(1)	–	(4)	–
Gasto Fiscalmente no Deducible debido al Gravamen Temporal Energético	52	–	–	–	52	–
Ajustes de Consolidación y Otros	20	–	1	–	21	–
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	**(39)**	**–**	**–**	**–**	**(39)**	**–**
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	**(7)**	**–**	**–**	**–**	**(7)**	**–**
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**307**	**–**	**975**	**–**	**1.282**	**–**

Conciliación de la cuota líquida

556

Durante los ejercicios 2024 y 2023 la conciliación entre el gasto por Impuesto sobre Sociedades con la cuota líquida de las Actividades Continuadas es la siguiente:

Millones de Euros		2024		
	Notas	Estado del Resultado	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Total
Impacto Fiscal en el Ejercicio		**687**	**57**	**744**
Variación del Impuesto Diferido	19.1 y 19.2	19	(57)	(38)
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas		**706**	**–**	**706**

Millones de Euros		2023		
	Notas	Estado del Resultado	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Total
Impacto Fiscal en el Ejercicio		**307**	**975**	**1.282**
Variación del Impuesto Diferido	19.1 y 19.2	40	(975)	(935)
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas		**347**	**–**	**347**

Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Millones de Euros	2024		
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido[Nota 25]	Total
Imputación al Estado del Resultado, de la cual:	**706**	**(19)**	**687**
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas	706	–	706
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	–	(59)	(59)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	–	10	10
Otros	–	12	12
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	**–**	**57**	**57**
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	10	10
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	47	47
Otros	–	–	–
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**706**	**38**	**744**

557

Millones de Euros	2023		
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido[Nota 25]	Total
Imputación al Estado del Resultado, de la cual:	**347**	**(40)**	**307**
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas	347	–	347
Impuestos Diferidos	–	(40)	(40)
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	–	17	17
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	29	29
Otras Provisiones	–	(6)	(6)
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	(2)	(2)
Bases Imponibles Negativas	–	(66)	(66)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	–	(5)	(5)
Otros	–	(7)	(7)
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	**–**	**975**	**975**
Dotaciones por Provisiones para Prestaciones al Personal	–	(2)	(2)
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	–	977	977
Otros	–	–	–
Impacto Fiscal en el Ejercicio	**347**	**935**	**1.282**

Durante los ejercicios 2024 y 2023 las deducciones y bonificaciones en cuota imputadas a resultados han sido las siguientes:

Millones de Euros	2024	2023
Deducciones por Inversiones en Activos Fijos Nuevos en Canarias	17	33
Deducciones por Donaciones a Entidades sin Ánimo de Lucro	4	3
Deducciones por Contribuciones a Sistemas de Previsión Social Empresarial	2	1
Bonificación por Producción de Bienes Muebles Corporales en Canarias	–	–
Bonificación por Rentas Obtenidos en Ceuta y Melilla	1	2
Total Deducciones y Bonificaciones en Cuota Imputadas a Resultados	**24**	**39**

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)*», destinada a garantizar que las grandes empresas multinacionales paguen 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 implementada sustancialmente en las jurisdicciones en las que opera Endesa. En general, las normas prevén un sistema de impuestos adicionales («*Impuesto Complementario*») que eleva el importe total del impuesto que debe pagarse por el exceso de beneficios de una jurisdicción hasta el 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 2026, en los que se presente una información país por país admisible, por jurisdicción y periodo. Esta información país por país es presentada por Enel, S.p.A. (sociedad italiana cabecera del Grupo Enel) a la Administración Italiana y, en base a la misma, Endesa, cumple con los requisitos del puerto seguro de la tasa simplificada en las jurisdicciones en las que opera.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

19. Beneficio básico y diluido por acción

En 2024 y 2023 el número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido (véase Nota 3.2q) es el siguiente:

Número de Acciones	Notas	2024	2023
Número de Acciones Ordinarias durante el Ejercicio	34.1.1	1.058.752.117	1.058.752.117
Número de Acciones de la Sociedad Dominante Propiedad de Endesa, S.A.	34.1.6	201.836	234.679
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación		**1.058.458.650**	**1.058.471.772**

El beneficio básico y diluido por acción correspondiente a los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Millones de Euros	Beneficio por Acción Básico y Diluido	
	2024	2023
Resultado Después de Impuestos de Actividades Continuadas	1.893	762
Resultado Después de Impuestos de Actividades Interrumpidas	–	–
Resultado del Periodo	**1.893**	**762**
Sociedad Dominante	1.888	742
Participaciones no Dominantes	5	20
Número Medio Ponderado de Acciones Ordinarias en Circulación	**1.058.458.650**	**1.058.471.772**
Beneficio Neto por Acción Básico (en Euros)	**1,78**	**0,70**
Beneficio Neto por Acción Diluido (en Euros)	**1,78**	**0,70**
Beneficio Neto por Acción Básico de Actividades Continuadas (en Euros)	1,78	0,70
Beneficio Neto por Acción Diluido de Actividades Continuadas (en Euros)	1,78	0,70
Beneficio Neto por Acción Básico de Actividades Interrumpidas (en Euros)	–	–
Beneficio Neto por Acción Diluido de Actividades Interrumpidas (en Euros)	–	–

20. Inmovilizado material

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros			Instalaciones de Generación Eléctrica		
	Terrenos	Construcciones	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Carbón / Fuel	Centrales Nucleares
Inmovilizado Material en Explotación y en Curso					
Coste	443	1.603	3.506	9.466	10.712
Amortización Acumulada	(49)	(461)	(2.670)	(6.952)	(8.470)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(2.191)	–
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**377**	**1.102**	**834**	**323**	**2.242**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	–	–	–	–	–
Inversiones[Nota 20.1]	29	12	–	2	47
Dotaciones	(14)	(65)	(53)	(65)	(323)
Amortización[Nota 20.1]	(14)	(65)	(53)	(60)	(323)
Pérdidas por Deterioro[Nota 20.1]	–	–	–	(5)	–
Bajas	(51)[3]	(7)	–	–	–
Traspasos y otros[2]	13	235	83	55	257
Total Variaciones	**(23)**	**175**	**30**	**(8)**	**(19)**
Coste	434	1.838	3.589	9.332	10.998
Amortización Acumulada	(63)[4]	(521)	(2.723)	(6.821)	(8.775)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(2.196)	–
Saldo a 31 de diciembre de 2024[5]	**354**	**1.277**	**864**	**315**	**2.223**

[1] Corresponden 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 61 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 encuentras ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable a la vida útil de las mismas.
[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 21).

Instalaciones de Generación Eléctrica						
Centrales de Ciclo Combinado	Renovables	Total	Instalaciones de Transporte y Distribución[1]	Otro Inmovilizado	Inmovilizado en Curso	TOTAL
4.162	3.131	30.977	24.475	882	1.561	59.941
(1.880)	(543)	(20.515)	(12.432)	(588)	–	(34.045)
(718)	(8)	(2.919)	–	(46)	(35)	(3.057)
1.564	**2.580**	**7.543**	**12.043**	**248**	**1.526**	**22.839**
–	–	–	–	–	–	–
1	12	62	30	19	1.517	1.669
(103)	(140)	(684)	(710)	(53)	(22)	(1.548)
(100)	(140)	(676)	(710)	(53)	–	(1.518)
(3)	–	(8)	–	–	(22)	(30)
–	(2)	(2)	–	(10)	(2)	(72)
46	244	685	850	27	(1.758)	52
(56)	**114**	**61**	**170**	**(17)**	**(265)**	**101**
4.209	3.377	31.505	25.297	908	1.311	61.293
(1.980)	(675)	(20.974)	(13.084)	(631)	–	(35.273)
(721)	(8)	(2.927)	–	(46)	(50)	(3.080)
1.508	**2.694**	**7.604**	**12.213**	**231**	**1.261**	**22.940**

561

Millones de Euros			Instalaciones de Generación Eléctrica		
	Terrenos	Construcciones	Centrales Hidroeléctricas	Centrales Carbón / Fuel	Centrales Nucleares
Inmovilizado Material en Explotación y en Curso					
Coste	331	1.403	3.465	9.431	10.570
Amortización Acumulada	(35)	(414)	(2.627)	(6.889)	(8.197)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(35)	(2)	(2.140)	–
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**279**	**954**	**836**	**402**	**2.373**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades	–	–	–	–	–
Inversiones[Nota 20.1]	129	17	–	3	43
Dotaciones	(14)	(54)	(44)	(115)	(290)
Amortización[Nota 15.1]	(14)	(55)	(44)	(64)	(290)
Pérdidas por Deterioro[Nota 15.1]	–	1	–	(51)	–
Bajas	(21)[(a)]	(3)	–	–	–
Traspasos y otros[(c)]	4	188	42	33	116
Total Variaciones	**98**	**148**	**(2)**	**(79)**	**(131)**
Coste	443	1.603	3.506	9.466	10.712
Amortización Acumulada	(49)[(d)]	(461)	(2.670)	(6.952)	(8.470)
Pérdidas por Deterioro	(17)	(40)	(2)	(2.191)	–
Saldo a 31 de diciembre de 2023[(e)]	**377**	**1.102**	**834**	**323**	**2.242**

[(a)] Corresponden a Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras instalaciones.

[(b)] Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones por importe de 70 millones de euros, negativos, (véase Nota 36.3) y el traspaso desde el «*Activo Intangible*» de proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en los que se ha iniciado la construcción de las instalaciones por importe de 14 millones de euros, positivos (véase Nota 23).

[(c)] Incluye la renegociación de las cuotas de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos donde se encuentras ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.

[(d)] Incluye la amortización del activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.

[(e)] Incluye activos por derechos de uso por importe de 810 millones de euros (véase Nota 21).

562



Instalaciones de Generación Eléctrica						
Centrales de Ciclo Combinado	Renovables	Total	Instalaciones de Transporte y Distribución[1]	Otro Inmovilizado	Inmovilizado en Curso	TOTAL
4.166	2.791	30.423	23.752	839	1.294	58.042
(1.782)	(420)	(19.915)	(11.828)	(532)	–	(32.724)
(679)	(9)	(2.830)	–	(45)	(53)	(2.980)
1.705	**2.362**	**7.678**	**11.924**	**262**	**1.241**	**22.338**
–	–	–	–	–	–	–
2	23	71	20	7	1.824	2.068
(138)	(131)	(718)	(664)	(57)	2	(1.505)
(99)	(131)	(628)	(664)	(57)	–	(1.418)
(39)	–	(90)	–	–	2	(87)
–	–	–	–	–	–	(24)
(5)	326	512	763	36	(1.541)	(38)
(141)	**218**	**(135)**	**119**	**(14)**	**285**	**501**
4.152	3.131	30.977	24.475	882	1.561	59.941
(1.880)	(543)	(20.515)	(12.432)	(588)	–	(34.045)
(718)	(8)	(2.919)	–	(46)	(35)	(3.057)
1.564	**2.580**	**7.543**	**12.043**	**248**	**1.526**	**22.839**



20.1. Principales inversiones y desinversiones

20.1.1. Principales inversiones

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el detalle de las inversiones materiales realizadas es el siguiente:

Millones de Euros	Inversiones Materiales		
Actividad | Segmento	**2024**	**2023**	
Generación y Comercialización	**764**	**1.192**	
Generación Convencional	306	289	• Incluye, fundamentalmente, inversiones en instalaciones de generación de diversas tecnologías, principalmente nuclear.
Generación Renovable	412	859	En los sucesivos Planes Estratégicos que se han ido aprobando por Endesa el crecimiento del parque de generación libre de emisiones es una de las líneas de actuación estratégicas de la Compañía. • En el ejercicio 2024, Endesa ha realizado inversiones en la construcción de instalaciones de generación de electricidad procedente de fuentes renovables por importe de 332 millones de euros (véase Nota 5.1). • Las inversiones en esta actividad incluyen el reconocimiento de un activo por derecho de uso correspondiente a los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable, por importe de 29 millones de euros (129 millones de euros en el ejercicio 2023).
Comercialización de Energía y otros Productos y Servicios	46	44	• Corresponden a las inversiones en puntos de recarga de la actividad de e-Mobility de acuerdo con el objetivo estratégico de fidelización del cliente a través de una oferta completa de servicios de valor añadido.
Distribución	**892**	**859**	• Corresponden, fundamentalmente, a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma 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 de acuerdo con la estrategia de Endesa.
Estructura y Otros[a]	**13**	**17**	
TOTAL	**1.669**	**2.068**	

[a] Estructura, Servicios y Ajustes.

564

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

20.1.2. Principales desinversiones

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 a la vida útil de las mismas 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.

Durante el ejercicio 2023 se registraron bajas por derechos de uso por importe de 20 millones de euros como consecuencia, entre otros aspectos, de la renegociación de las cuotas de los contratos de arrendamiento correspondientes a los terrenos donde se encuentras ubicadas determinadas instalaciones de generación renovable.

20.2. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Millones de Euros	Compromisos de Adquisición		
Actividad | Segmento	**31 de diciembre de 2024[1]**	**31 de diciembre de 2023[2]**	
Generación y Comercialización	499	633	• Incluye 351 millones de euros y 504 millones de euros, respectivamente de compromisos de inversiones en tecnologías no emisoras, nuclear y renovable (véase Nota 5.1). • Adicionalmente, incluye compromisos de inversiones en puntos de recarga de la actividad de e-Mobility por importe de 85 millones de euros y 80 millones de euros, respectivamente.
Distribución	375	526	• Corresponde a los compromisos de inversiones en redes para mejorar la calidad, las pérdidas, la resiliencia y permitir la integración de nuevas solicitudes de conexión en línea con el enfoque estratégico de Endesa.
Estructura y Otros[3]	1	1	
TOTAL	**875**	**1.160**	

[1] Incluye 86 millones de euros con Sociedades Asociadas (véase Nota 46.1.2). No hay ningún importe comprometido con Negocios Conjuntos.
[2] Incluye 80 millones de euros y 5 millones de euros con Sociedades Asociadas y Empresas del Grupo, respectivamente (véase Nota 46.1.2). No hay ningún importe comprometido con Negocios Conjuntos.
[3] Estructura, Servicios y Ajustes.

565

20.3. Test de deterioro

Durante los ejercicios 2024 y 2023 se ha registrado una dotación por deterioro neta por importe de 30 millones de euros y 87 millones de euros, respectivamente, conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz)		(2)	(7)
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)		9	90
Baleares		2	52
Canarias		8	20
Ceuta		1	13
Melilla		(2)	5
Plantas Renovables y Otros		23	4
TOTAL		**30**	**87**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024[1]	31 de diciembre de 2023[1]
Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz)	27	18
Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) de los Territorios No Peninsulares (TNP)	651	701
Baleares	270	286
Canarias	355	391
Ceuta	9	9
Melilla	17	15
Plantas Renovables y Otros	3	–

[1] Corresponde al valor recuperable después de impuestos

Durante los ejercicios 2024 y 2023 los hechos acontecidos que han motivado las principales dotaciones por deterioro han sido los siguientes:

- 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 2024 y 2023, 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 un deterioro de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla por un importe total neto de 9 millones de euros y 90 millones de euros, respectivamente (véanse Notas 3.2f.4 y 15.1).

  La dotación por deterioro registrada en los ejercicios 2024 y 2023 es 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.

- Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz).

  A 31 de diciembre de 2024 y 2023 se ha registrado una reversión del deterioro del Terminal Portuario de Los Barrios (Cádiz) por un importe de 2 millones de euros y 7 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 3.2f.4 y 15.1).

- Plantas Renovables.

  En el ejercicio 2024 se ha registrado un gasto por deterioro de varios proyectos correspondientes, en su mayor parte, a plantas fotovoltaicas de los cuales 23 millones de euros estaban registrados en el

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

epígrafe «*Inmovilizado Material*» como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas o del resultado desfavorable de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión conforme al Plan Estratégico de la Compañía (véanse Notas 15.1 y 23.3).

En el ejercicio 2023 se registró una dotación de pérdidas por deterioro en el epígrafe «*Inmovilizado Material*» por importe total neto de 4 millones de euros correspondiente a varios proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas como consecuencia, principalmente, de la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) negativa (véanse Notas 15.1 y 23.3).

La metodología, hipótesis básicas y análisis de sensibilidad considerados para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3.2f.

20.4. Otra información

Comunidades de bienes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

Millones de Euros	Comunidades de Bienes		
	% Participación	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72,00	773	778
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85,00	597	620
Central Nuclear Almaraz, C.B.	36,02	250	271
Saltos del Navia, C.B.	50,00	13	13
Central Nuclear Trillo, C.B.	1,00	10	11

Medioambiente

En los ejercicios 2024 y 2023 las inversiones y los gastos de Endesa en actividades para la protección del medioambiente han sido los siguientes:

Millones de Euros	2024	2023
Inversión Bruta Anual	43	30
Inversión Bruta Acumulada a Cierre del Ejercicio	2.040	1.997
Gasto Anual	137	104
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	31	30
Otros Gastos	106	74

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, entendiendo 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 2024 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 21 millones de euros (20 millones de euros en el ejercicio 2023).

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 2024, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación a los seguros que tiene formalizados.

Otra información

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 no Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Millones de Euros			31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
Central Térmica	Fecha de Solicitud	Fecha de Acta de Cierre	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 34.3)	Valor Neto Contable	Provisión por Desmantelamiento (Nota 34.3)
As Pontes (A Coruña)	27 de diciembre de 2019	1 de diciembre de 2023	–	105	–	119
Litoral (Almería)	27 de diciembre de 2019	26 de noviembre de 2021	–	56	–	66
Compostilla II (León) - Grupos III, IV y V	19 de diciembre de 2018	23 de septiembre de 2020	–	67	–	59
Andorra (Teruel)	19 de diciembre de 2018	21 de julio de 2020	–	15	–	28
Alcudia (Islas Baleares) - Grupos I y II	27 de diciembre de 2018	30 de diciembre de 2019	–	30	–	30
TOTAL			**–**	**273**	**–**	**302**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Construcciones	191	190
Resto de Elementos	293	302
TOTAL[1]	**484**	**492**

[1] No incluye 4.928 millones de euros y 5.118 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente, correspondientes a las centrales térmicas cuyo cierre ha sido autorizado.

A 31 de diciembre de 2024 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 32 millones de euros (39 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véanse Notas 34.1.13, 40.4.3 y 47).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

21. Derechos de uso

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 y 2023 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
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**300**	**95**	**277**	**138**	**810**
Adiciones	29	11	–	15	55
Bajas [Nota 20.1.3]	(51)	(5)		(10)	(66)
Amortización y Pérdidas por Deterioro	(14)	(17)	(26)	(30)	(87)
Traspasos y otros	–	–	–	–	–
Saldo a 31 de diciembre de 2024[a]	**264**	**84**	**251**	**113**	**712**

[a] Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (521 millones de euros), Distribución (29 millones de euros) y Estructura y Servicios (62 millones de euros) (véase Nota 8.2.2).

Millones de Euros **Activos por Derechos de Uso**	Terrenos	Construcciones	Instalaciones de Generación Eléctrica: Centrales de Ciclo Combinado	Otro Inmovilizado	TOTAL
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**207**	**97**	**305**	**173**	**782**
Adiciones	129	16	–	2	147
Bajas [Nota 20.1.3]	(20)	–	–	–	(20)
Amortización y Pérdidas por Deterioro	(14)	(18)	(28)	(37)	(97)
Traspasos y otros	(2)	–	–	–	(2)
Saldo a 31 de diciembre de 2023[a]	**300**	**95**	**277**	**138**	**810**

[a] Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación de la Península Ibérica (716 millones de euros), Distribución (25 millones de euros) y Estructura y Servicios (69 millones de euros) (véase Nota 8.2.2).

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el efecto de los activos por derechos de uso en el Estado del Resultado Consolidado es como sigue:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Dotación Amortización Activos por Derechos de Uso		87	97
Gastos por Intereses de Deuda Financiera Asociada a Derechos de Uso		51	37
Gasto Financiero	38.1 y 40.1	43	42
Diferencias de Cambio		8	(5)
Gastos por Arrendamientos de Corto Plazo y/o Activos de Bajo Valor[a]		–	–
Gastos por Pagos Variables en Arrendamientos		1	2
Efecto Total en el Estado del Resultado Consolidado		**139**	**136**

[a] 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).

21.1. Derechos de uso como arrendatario

A 31 de diciembre de 2024 los contratos de arrendamiento más significativos en los que Enclesa actúa como arrendatario son los siguientes:

Contratos	Compañía	Duración	Descripción
Contrato de «tolling» con Elecgas, 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 11 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	Edistribución 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, ubicada 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 2025-2055	• 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 plurianuales 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.

21.2. Derechos de uso como arrendador

Arrendamiento financiero

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 Endesa no tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero donde actúe como arrendador.

Arrendamiento operativo

A 31 de diciembre de 2024 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que Endesa actúa como arrendador son 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 2024 y 2023 los cobros futuros derivados de los contratos de arrendamiento operativo son los siguientes:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Menos de un Año	3	2
Entre Uno y Dos Años	3	2
Entre Dos y Tres Años	2	2
Entre Tres y Cuatro Años	2	2
Entre Cuatro y Cinco Años	2	1
Más de Cinco Años	7	4
TOTAL	**19**	**13**

El importe de las cuotas de arrendamiento reconocidas como ingreso en el ejercicio 2024 ha ascendido a 8 millones de euros (6 millones de euros en el ejercicio 2023) (véase Nota 9.1).

22. Inversiones inmobiliarias

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros	Terrenos	Construcciones	TOTAL
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	–	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(73)	(1)	(74)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**67**	**2**	**69**
Inversiones	8	–	8
(Dotación) / Reversión Pérdidas por Deterioro[Nota 15.1]	16[1]	–	16
Bajas por Ventas	(51)	(1)	(52)
Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	(37)	–	(37)
Total Variaciones	**(64)**	**(1)**	**(65)**
Coste	5	4	9
Amortización Acumulada	–	(1)	(1)
Pérdidas por Deterioro	(2)	(2)	(4)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**3**	**1**	**4**

572

[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.

Millones de Euros	Terrenos	Construcciones	TOTAL
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	–	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(83)	(1)	(84)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**57**	**2**	**59**
Inversiones	–	–	–
(Dotación) / Reversión Pérdidas por Deterioro[Nota 15.1]	10[1]	–	10
Bajas por Ventas	–	–	–
Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	–	–	–
Total Variaciones	**10**	**–**	**10**
Coste	140	7	147
Amortización Acumulada	–	(4)	(4)
Pérdidas por Deterioro	(73)	(1)	(74)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**67**	**2**	**69**

[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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Con fecha 29 de octubre de 2024 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. ha acordado autorizar, por un lado, la firma de un acuerdo transaccional de Edistribución Redes Digitales, S.L.U. con el Ayuntamiento de Palma, que implica 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 poner fin a los procedimientos judiciales que están siendo tramitados entre las partes, y por otro lado, la comercialización del resto de fincas propiedad de Endesa y que también están recogidas en el epígrafe de «*Inversiones Inmobiliarias*».

Como consecuencia de dicha decisión, Endesa ha registrado los siguientes hechos económicos:

- En el marco del acuerdo transaccional con el Ayuntamiento de Palma se han reconocido 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 ha procedido 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 ha cobrado el 20 % del total en la fecha de la operación, quedando el 80 % restante, por importe de 51 millones de euros, pendientes de cobro, registrado en el epígrafe «*Deudores Comerciales y Otras Cuentas a Cobrar*» (véanse Notas 14 y 32).
- Se ha reclasificado el valor neto contable del resto de terrenos registrados clasificados 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 asciende a 37 millones de euros, y el valor contable de las provisiones vinculadas a dichos activos también se han reclasificado al epígrafe «*Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta*» por un importe total de 17 millones de euros.

22.1. 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, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Durante el ejercicio 2024, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación a los seguros que tiene formalizados.

Otra información

A 31 de diciembre de 2024 el valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 6 millones de euros (72 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véanse Notas 3.2c y 44.2).

A 31 de diciembre 2024 y 2023 ninguna de las inversiones inmobiliarias con un importe significativo se encontraba totalmente amortizada.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existían restricciones para su realización.

Los importes registrados como gastos directos en el Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2024 y 2023 relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 Endesa no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora por importe significativo.

23. Activo intangible

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros	Aplicaciones Informáticas	Concesiones	Costes de Captación	Otros	TOTAL
Coste	2.298	65	918	1.084	4.365
Amortización Acumulada	(1.769)	(33)	(522)	(389)	(2.713)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(2)	(6)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**529**	**28**	**396**	**693**	**1.646**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades (Nota 7.1)	–	–	–	–	–
Inversiones (Nota 23.1)	92	–	233	55	380
Dotaciones	(138)	(2)	(198)	(148)	(486)
Amortización (Nota 15.1)	(138)	(2)	(198)	(47)	(385)
Pérdidas por Deterioro (Nota 15.1)	–	–	–	(101)	(101)
Bajas	–	–	–	(3)	(3)
Traspasos y otros	9	–	–	(10)	(1)
Total Variaciones	**(37)**	**(2)**	**35**	**(106)**	**(110)**
Coste	2.398	65	1.151	1.095	4.709
Amortización Acumulada	(1.906)	(35)	(720)	(437)	(3.098)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(71)	(75)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**492**	**26**	**431**	**587**[1]	**1.536**

[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.

574

Millones de Euros	Aplicaciones Informáticas	Concesiones	Costes de Captación	Otros	TOTAL
Coste	2.167	65	715	1.034	3.981
Amortización Acumulada	(1.618)	(31)	(373)	(315)	(2.337)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(4)	(8)
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**549**	**30**	**342**	**715**	**1.636**
Incorporación / (Reducción) de Sociedades (Nota 7.1)	–	–	–	(2)	(2)
Inversiones (Nota 23.1)	132	–	204	59	395
Dotaciones	(152)	(2)	(150)	(65)	(369)
Amortización (Nota 15.1)	(152)	(2)	(150)	(46)	(350)
Pérdidas por Deterioro (Nota 15.1)	–	–	–	(19)	(19)
Bajas	–	–	–	–	–
Traspasos y otros[1]	–	–	–	(14)	(14)
Total Variaciones	**(20)**	**(2)**	**54**	**(22)**	**10**
Coste	2.298	65	918	1.084	4.365
Amortización Acumulada	(1.769)	(33)	(522)	(389)	(2.713)
Pérdidas por Deterioro	–	(4)	–	(2)	(6)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**529**	**28**	**396**	**693**[2]	**1.646**

[1] Corresponde al traspaso al «Inmovilizado Material» de proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en los que se ha iniciado la construcción de las instalaciones (véase Nota 20).
[2] Incluye, principalmente, las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas y las carteras de clientes adquiridas por importe de 668 millones de euros y 12 millones de euros, respectivamente.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

23.1. Principales inversiones y desinversiones

23.1.1. Principales inversiones

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas es el siguiente:

Millones de Euros	Inversiones Intangibles		
Actividad | Segmento	**2024**	**2023**	
Generación y Comercialización	**355**	**352**	
Generación Convencional	12	18	• Incluye inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT).
Generación Renovable	52	64	• Incluye principalmente inversiones orientadas a alcanzar los objetivos estratégicos de descarbonización en sistemas e instalaciones de producción de electricidad de fuentes renovables.
Comercialización de Energía y otros Productos y Servicios	291	270	• Corresponden, principalmente, a activación de los costes incrementales incurridos en la obtención de contratos con clientes por importe de 233 millones de euros. • Además, incluye inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de acuerdo con la estrategia de digitalización y el objetivo estratégico de electrificación de la demanda por importe de 58 millones de euros.
Distribución	**14**	**33**	• Corresponde a inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de acuerdo con la estrategia de digitalización y el objetivo estratégico de redes más eficientes.
Estructura y Otros[a]	**11**	**10**	• Incluye, principalmente, inversiones de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT).
TOTAL	**380**	**395**	

[a] Estructura, Servicios y Ajustes.

23.1.2. Principales desinversiones

Durante los ejercicios 2024 y 2023 no se han producido bajas por importe significativo en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado.

23.2. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los compromisos de adquisición de activos intangibles, que corresponden, fundamentalmente, a aplicaciones informáticas, es el siguiente:

Millones de Euros	Compromisos de Adquisición[1]		
Actividad I Segmento	**31 de diciembre de 2024**	**31 de diciembre de 2023**	
Generación y Comercialización	10	90	• Incluye los compromisos adquiridos con el vendedor de la compañía Shark Power, S.L.U. relativos a determinadas estipulaciones pendientes de ejecución por su parte por importe de 9 millones de euros (85 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).
Distribución	2	25	• Corresponde, en ambos periodos, a compromisos con empresas del grupo relacionados con la digitalización de la red de distribución.
Estructura y Otros[2]	13	–	• Corresponde al patrocinio de la Liga Endesa masculina y femenina.
TOTAL	**25**	**115**	

[1] A 31 de diciembre de 2024 y 2023 están comprometidos con Empresas del Grupo 2 millones de euros y 25 millones de euros, respectivamente (véase Nota 46.1.2). Ninguno de estos importes está comprometido con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos.
[2] Estructura, Servicios y Ajustes.

23.3. Test de deterioro

En el ejercicio 2024 en el epígrafe «*Activo Intangible*» se ha registrado un gasto por deterioro de varios proyectos correspondientes en, su mayor parte, a plantas fotovoltaicas por importe total neto de 101 millones de euros como consecuencia, entre otros aspectos, de la no obtención de los permisos necesarios para operar las plantas o del resultado desfavorable de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), y de la modificación de las expectativas de rentabilidad de la inversión de determinados proyectos en línea con la política selectiva de inversión conforme al Plan Estratégico de la Compañía (véase Notas 15.1 y 20.3).

En el ejercicio 2023 se registró en ese epígrafe una dotación de pérdidas por deterioro, por importe total neto de 19 millones de euros correspondiente a varios proyectos de parques eólicos y plantas fotovoltaicas como consecuencia, principalmente, de la obtención de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) negativa (véase Notas 15.1 y 20.3).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el valor recuperable de estos activos asciende a cero 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 3.2f.

23.4. Otra información

A 31 de diciembre de 2024 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 318 millones de euros (245 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

24. Fondo de comercio

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros	Notas	Unidad Generadora de Efectivo (UGE)	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Enel Green Power España, S.L.U.	6.2	Generación de la Península Ibérica	296	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	6.3	Distribución	2	2
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.	6.2	Distribución	21	21(1)
Actividad de Sistemas y Telecomunicaciones (ICT)	6.2	Generación de la Península Ibérica	65	65
		Distribución	74	74
		Endesa, S.A.	4	4
TOTAL			**462**	**462**

(1) Corresponde a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.

La totalidad de estos fondos de comercio corresponde al área geográfica de España.

577

24.1. Otra información

Test de deterioro

A 31 de diciembre de 2024 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 3.2f.

25. Activos y pasivos por impuesto diferido

25.1. Activos y pasivos por impuesto diferido

Durante los ejercicios 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Activos y Pasivos por Impuesto Diferido				
	Saldo a 31 de diciembre de 2023	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias[Nota 12]	(Cargo) / Abono Patrimonio[Nota 10]	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2024
Activos por Impuestos Diferidos:					
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	(20)	(230)	(13)	151
Bases Imponibles Negativas	72	69	–	–	141
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	21	(10)	–	–	11
Otros	181	(25)	–	12	168
TOTAL	**1.608**	**(57)**	**(240)**	**–**	**1.311**
Pasivos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	630	(42)	–	31	619
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	306	(21)	(183)	16	118
Otros	372	(13)	–	(49)	310
TOTAL	**1.308**	**(76)**	**(183)**	**(2)**	**1.047**
Activos por Impuestos Diferidos no Compensables	**547**				**467**
Pasivos por Impuestos Diferidos no Compensables	**247**				**203**
Impuestos Diferidos Compensables	**1.061**				**844**

Millones de Euros	Activos y Pasivos por Impuesto Diferido				
	Saldo a 31 de diciembre de 2022	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias[Nota 18]	(Cargo) / Abono Patrimonio[Nota 18]	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Activos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	414	(52)	–	(1)	361
Provisiones para Prestaciones al Personal	241	(29)	2	3	217
Otras Provisiones	340	6	–	(4)	342
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	1.466	1	(1.052)	(1)	414
Bases Imponibles Negativas	6	66	–	–	72
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	16	5	–	–	21
Otros	177	2	–	2	181
TOTAL	**2.660**	**(1)**	**(1.050)**	**(1)**	**1.608**
Pasivos por Impuestos Diferidos:					
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	666	(35)	–	(1)	630
Valoración de Instrumentos Financieros Derivados	383	(1)	(75)	(1)	306
Otros	376	(5)	–	1	372
TOTAL	**1.425**	**(41)**	**(75)**	**(1)**	**1.308**
Activos por Impuestos Diferidos no Compensables	**1.494**				**547**
Pasivos por Impuestos Diferidos no Compensables	**259**				**247**
Impuestos Diferidos Compensables	**1.166**				**1.061**

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 2024 y 2023 existen activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer por importe de 5 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2024 existen activos por impuesto diferido correspondientes a bases imponibles negativas susceptibles de compensación con futuros beneficios por importe de 141 millones de euros (72 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

579

Millones de Euros		
Año	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
2032	3	3
2033	–	3
2038	–	2
Sin Límite	8	13
TOTAL	**11**	**21**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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.

25.2. Otra información

Realización de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la estimación de realización de los activos y pasivos por impuesto diferido reconocidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activos por Impuesto Diferido	1.311	1.608
Realizable en Un Año	202	448
Realizable a Más de Un Año	1.109	1.160
Pasivos por Impuesto Diferido	1.047	1.308
Realizable en Un Año	93	224
Realizable a Más de Un Año	954	1.084

26. Inversiones contabilizadas por el método de la participación y sociedades de operación conjunta

26.1. Inversiones contabilizadas por el método de la participación

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Sociedades Asociadas	190	188
Negocios Conjuntos	97	85
TOTAL	**287**	**273**

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 2024 y 2023 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 34.1.13).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 Endesa no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos, así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2024 y 2023 se detallan en la Notas 28.1, 30, 40.1.1 y 46.2.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros	Porcentaje %[1]	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Incorporación / (Exclusión) de Sociedades (Nota 2.2 y 2.3)	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de la Participación (Nota 15)	Dividendos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2024
Sociedades Asociadas		**188**	**–**	**12**	**–**	**–**	**(5)**	**(5)**	**190**
Elcogas, S.A. (En Liquidación)	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.	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
Otras		40	–	6	–	2	(2)	(2)	44
Negocios Conjuntos		**85**	**–**	**1**	**–**	**11**	**(4)**	**4**	**97**
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)	–
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32,0	8	–	–	–	2	–	1	11
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33,5	8	–	–	–	1	(2)	1	8
Otros		34	–	1	–	7	(2)	2	42
TOTAL		**273**	**–**	**13**	**–**	**11**	**(9)**	**(1)**	**287**

[1] Porcentaje a 31 de diciembre de 2024.

581

Millones de Euros	Porcentaje %[1]	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Incorporación / (Exclusión) de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de la Participación (Nota 15)	Dividendos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Sociedades Asociadas		**181**	**–**	**18**	**–**	**(8)**	**(6)**	**3**	**188**
Elcogas, S.A. (En Liquidación)	41,0	–	–	–	–	–	–	–	–
Energías Especiales del Bierzo, S.A.	50,0	7	–	–	–	2	(2)	(1)	6
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	23,2	13	–	–	–	(6)	–	–	7
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	37,5	7	–	–	–	1	(1)	–	7
Cogenio Iberia, S.L.	20,0	5	–	–	–	–	–	1	6
Endesa X Way, S.L.	49,0	124	–	2	–	(4)	–	–	122
Boiro Energía, S.A.	40,0	–	–	–	–	–	–	–	–
Otras		25	–	16	–	(1)	(3)	3	40
Negocios Conjuntos		**93**	**–**	**10**	**(5)**	**18**	**(19)**	**(12)**	**85**
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43,7	5	–	–	–	–	–	–	5
Front Marítim del Besòs, S.L.	61,4	31	–	–	–	(2)	–	1	30
Nuclenor, S.A.	50,0	–	–	7	–	4	–	(11)	–
Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.	32,0	11	–	–	(5)	3	(2)	1	8
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	33,5	9	–	–	–	3	(3)	(1)	8
Otros		37	–	3	–	10	(14)	(2)	34
TOTAL		**274**	**–**	**28**	**(5)**	**10**	**(25)**	**(9)**	**273**

[1] Porcentaje a 31 de diciembre de 2023.

Sociedades Asociadas

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Estado de Situación Financiera			
	Elcogas, S.A. (En Liquidación)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activo no Corriente	–	–	11	13
Activo Corriente	14	15	2	3
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	13	14	–	1
Otros Activos Corrientes	1	1	2	2
Total Activo	**14**	**15**	**13**	**16**
Patrimonio Neto	(115)	(114)	10	12
Pasivo no Corriente	129	129	2	2
Deuda Financiera no Corriente	129	129	1	1
Otros Pasivos no Corrientes	–	–	1	1
Pasivo Corriente	–	–	1	2
Deuda Financiera Corriente	–	–	–	–
Otros Pasivos Corrientes	–	–	1	2
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**14**	**15**	**13**	**16**

582

Estado de Situación Financiera

Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
63	65	11	14	49	39	33	33
20	20	12	7	18	24	74	63
5	18	11	4	12	18	11	1
15	2	1	3	6	6	63	62
83	**85**	**23**	**21**	**67**	**63**	**107**	**96**
55	55	19	18	27	30	44	42
26	27	3	2	29	24	4	3
–	–	–	–	29	24	2	2
26	27	3	2	–	–	2	1
2	3	1	1	11	9	59	51
	–	–	–	7	5	–	–
2	3	1	1	4	4	59	51
83	**85**	**23**	**21**	**67**	**63**	**107**	**96**

Millones de Euros	Estado del Resultado			
	Elcogas, S.A. (En Liquidación)		Energías Especiales del Bierzo, S.A.	
	2024	2023	2024	2023
Ingresos	–	–	5	8
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	–	–	(2)	(2)
Ingreso Financiero	–	–	–	–
Gasto Financiero	–	–	–	–
Resultado Antes de Impuestos	**(1)**	**(1)**	**1**	**4**
Impuesto sobre Sociedades	–	–	–	(1)
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**(1)**	**(1)**	**1**	**3**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	**–**	**–**	**–**	**–**
Otro Resultado Global	**–**	**–**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**(1)**	**(1)**	**1**	**3**



Estado del Resultado							
Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.		Cogenio Iberia, S.L.		Endesa X Way, S.L.	
2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
–	7	10	4	14	17	53	78
–	(3)	(3)	(3)	(5)	(6)	(1)	(1)
–	–	–	–	1	1	–	–
–	–	–	–	(2)	(1)	–	–
–	**1**	**7**	**2**	**(1)**	**1**	**(13)**	**(10)**
–	–	–	–	–	–	3	3
–	**1**	**7**	**2**	**(1)**	**1**	**(10)**	**(7)**
–	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
–	**–**	**–**	**–**	**(1)**	**1**	**–**	**–**
–	**1**	**7**	**2**	**(2)**	**2**	**(10)**	**(7)**

Dichos datos corresponden a la información de las sociedades individuales.

Gorona del Viento El Hierro, S.A.

En el ejercicio 2023 el resultado de la participación en el 23,2 % de la Sociedad Gorona del Viento El Hierro, S.A. por importe de 6 millones de euros, negativos, recogía, principalmente, las pérdidas asociadas a la minoración de la retribución por garantía de potencia que percibe esta Compañía, en base a la actualización de las horas anuales de funcionamiento estándar de la central hidroeólica, aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Endesa X Way, S.L.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, la conciliación del valor contable de la participación en Endesa X Way, S.L. con la información financiera de esta Sociedad es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Patrimonio Neto de la Sociedad	**44**	**42**
Participación sobre el Patrimonio Neto (49 %)	21	20
Fondo de Comercio	102	102
Inversión Contabilizada Método de la Participación	**123**	**122**

Negocios Conjuntos

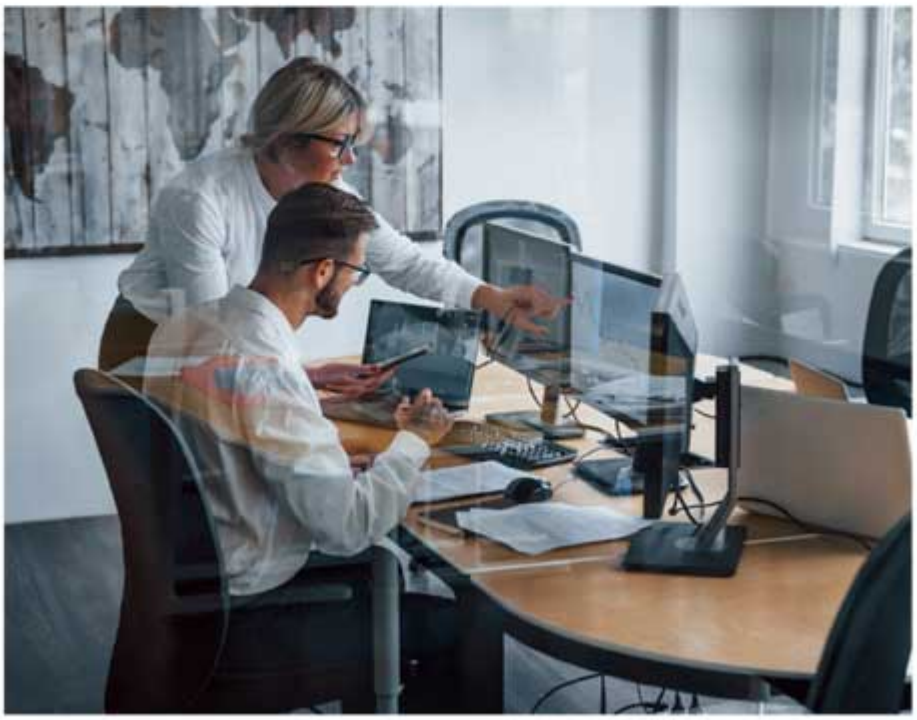
A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la información de los Estados Financieros de los principales Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros	Estado de Situación Financiera			
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Marítim del Besòs, S.L.	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activo no Corriente	22	23	–	–
Activo Corriente	77	77	123	122
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	53	55	–	–
Otros Activos Corrientes	24	22	123	122
Total Activo	**99**	**100**	**123**	**122**
Patrimonio Neto	55	60	122	122
Pasivo no Corriente	35	30	–	–
Deuda Financiera no Corriente	–	–	–	–
Otros Pasivos no Corrientes	35	30	–	–
Pasivo Corriente	9	10	1	–
Deuda Financiera Corriente	–	–	–	–
Otros Pasivos Corrientes	9	10	1	–
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**99**	**100**	**123**	**122**

Estado de Situación Financiera

Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
–	1	4	17	59	60
24	22	42	40	20	15
3	12	29	24	16	11
21	10	13	16	4	4
24	**23**	**46**	**57**	**79**	**75**
10	9	33	26	36	38
10	10	–	–	26	21
–	–	–	–	4	5
10	10	–	–	22	16
4	4	13	31	17	16
–	–	–	–	7	5
4	4	13	31	10	11
24	**23**	**46**	**57**	**79**	**75**

Millones de Euros	Estado del Resultado			
	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.		Front Maritim del Besòs, S.L.	
	2024	2023	2024	2023
Ingresos	3	4	–	–
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(1)	(1)	–	–
Ingreso Financiero	–	–	–	–
Gasto Financiero	2	–	–	–
Resultado Antes de Impuestos	**(4)**	**(6)**	**–**	**(8)**
Impuesto sobre Sociedades	–	–	–	–
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**(4)**	**(6)**	**–**	**(8)**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	**–**	**–**	**–**	**–**
Otro Resultado Global	**–**	**–**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**(4)**	**(6)**	**–**	**(8)**



Estado del Resultado

Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahaddart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
2024	2023	2024	2023	2024	2023
13	15	45	44	14	18
		(14)	(15)	(3)	(3)
1	–	1	1	–	–
(1)	(1)	–	–	–	–
2	**(5)**	**11**	**15**	**5**	**10**
–	–	(4)	(5)	(2)	(2)
2	**(5)**	**7**	**10**	**3**	**8**
–	–	–	–	–	–
–	5	1	–	–	–
2	**–**	**8**	**10**	**3**	**8**

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos corresponden a la información de las sociedades individuales.

589

Front Marítim del Besòs, S.L.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, la conciliación del valor contable de la participación en Front Marítim del Besòs, S.L. con la información financiera de esta Sociedad es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Patrimonio Neto de la Sociedad	**122**	**122**
Participación sobre el Patrimonio Neto (61,37 %)	75	75
Minusvalía[b]	(45)	(45)
Inversión Contabilizada Método de la Participación	**30**	**30**

[b] 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 poseía en el enclave de las Tres Chimeneas en Sant Adrià de Besòs (Barcelona).

Nuclenor

En los ejercicios 2024 y 2023, el resultado de la participación en el 50 % de Nuclenor, S.A. asciende a 1 millón de euros y 4 millones de euros, positivos, respectivamente, por el reconocimiento de los servicios prestados a Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E., (Enresa) en la transferencia y durante la ya iniciada fase del desmantelamiento de la central. Adicionalmente, en el ejercicio 2023 se registró una reversión parcial del

sobrecoste que, en periodos anteriores, la Compañía había estimado incurrir para hacer frente a sus compromisos futuros con terceros y el personal activo y pasivo.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el epígrafe «*Provisiones no Corrientes*» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye la provisión registrada para cubrir el sobrecoste estimado en el que va a incurrir la Sociedad hasta la clausura de la Central de Santa María de Garoña mencionada anteriormente (véase Nota 36.3).

Resto de Sociedades

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2024	2023	2024	2023
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	5	(9)	17	22
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	–	–	–	–
Otro Resultado Global	(2)	4	4	(4)
Resultado Global Total	3	(5)	21	18

26.2. Sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Estado de Situación Financiera			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activo no Corriente	98	68	6	6
Activo Corriente	82	63	2	1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	–	–	1	1
Otros Activos Corrientes	82	63	1	–
Total Activo	**180**	**131**	**8**	**7**
Patrimonio Neto	16	16	1	1
Pasivo no Corriente	50	28	–	–
Deuda Financiera no Corriente	–	–	–	–
Otros Pasivos no Corrientes	50	28	–	–
Pasivo Corriente	114	87	7	6
Deuda Financiera Corriente	–	–	2	2
Otros Pasivos Corrientes	114	87	5	4
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**180**	**131**	**8**	**7**

Millones de Euros	Estado del Resultado			
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.		Minglanilla Renovables 400KV, A.I.E.	
	2024	2023	2024	2023
Ingresos	258	231	–	–
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	–	–	–	–
Ingreso Financiero	–	–	–	–
Gasto Financiero	1	(1)	–	–
Resultado Antes de Impuestos	**(13)**	**4**	**–**	**–**
Impuesto sobre Sociedades	–	–	–	–
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**(13)**	**4**	**–**	**–**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	–	–	–	–
Otro Resultado Global	**13**	**(4)**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**–**	**–**	**–**	**–**

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Millones de Euros	2024	2023
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	20	3
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(20)	(2)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	–	1

591

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 Endesa no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo, relacionado con las sociedades de Operación Conjunta.

27. Activos y pasivos de contratos con clientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado son los siguientes:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos de Contratos con Clientes	(1)	–	12	–	4
Pasivos de Contratos con Clientes	(2)	4.413	487	4.348	427

27.1. Activos no corrientes y corrientes de contratos con clientes

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento de estos epígrafes del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguiente:

Millones de Euros	2024(1)	2023(1)
Saldo Inicial	**4**	**6**
Bajas	(46)	(28)
Imputación a Resultados	54	24
Saldo Final	**12**	**4**

(1) Importe neto, incluye la corrección de valor por importe de 3 millones de euros y 2 millones de euros en los ejercicios 2024 y 2023, respectivamente (véase Nota 40.1.3).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 Endesa tiene formalizados compromisos futuros de prestación de servicios por importe de 19 millones de euros ligados a los contratos de ejecución de obras formalizados con Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) (15 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véase Nota 47).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

27.2. Pasivos no corrientes y corrientes de contratos con clientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de estos epígrafes 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
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**4.242**	**58**	**4.300**
Altas	196	9	205
Imputación a Resultados	–	–	–
Traspasos a Corto Plazo y otros	(159)	2	(157)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**4.279**	**69**	**4.348**
Altas	246	19	265
Imputación a Resultados	–	–	–
Traspasos a Corto Plazo y otros	(195)	(5)	(200)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**4.330**	**83**	**4.413**

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento de los pasivos corrientes de contratos con clientes del Estado de Situación Financiera Consolidado ha sido el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Saldo Inicial		**427**	**294**
Imputación a Resultados	**	(187)	(178)
Traspasos y otros		247	311
Saldo Final		**487**	**427**

28. Otros activos financieros no corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2023	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto	Traspasos 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)
TOTAL	**663**	**107**	**(27)**	**-**	**86**	**–**	**829**

Millones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto	Traspasos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Préstamos y Partidas a Cobrar	1.177	63	(643)	–	82	–	679
Instrumentos de Patrimonio	8	–	–	–	–	–	8
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	–	1	–	–	–	(24)
TOTAL	**1.160**	**63**	**(642)**	**–**	**82**	**–**	**663**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el desglose de los otros activos financieros no corrientes, por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Entre más de Uno y Tres Años	241	114
Entre Tres y Cinco Años	50	23
Más de Cinco Años	538	526
TOTAL	**829**	**663**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

28.1. Préstamos y otras partidas a cobrar

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de préstamos y otras cuentas a cobrar es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4	117	86
Fianzas y Depósitos	37	433	434
Créditos al Personal		78	80
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	40.1.1 y 40.2	66	3
Retribución a la Inversión en Energías Renovables		73	–
Garantías Financieras Registradas en Activo	3.29.8, 30 y 34.1.12	49	47
Otros Activos Financieros		30	30
Corrección de Valor	40.1.3	(23)[1]	(22)
TOTAL		**823**	**657**

[1] Incluye 2 millones de euros de corrección de valor de Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta.

Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 37).

Retribución a la inversión en energías renovables

A 31 de diciembre de 2024 este epígrafe incluye los importes positivos netos generados en el semiperiodo actual por el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado 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, relativos a aquellas instalaciones Tipo (IT) que, de acuerdo con la mejor estimación de la evolución futura de los precios de mercado de la energía, percibirán Retribución a la Inversión (Rinv) durante su vida útil regulatoria (véanse Notas 6 y 38).

Garantías financieras registradas en activo

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 y 2023 los créditos concedidos a Sociedades Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, corrientes y no corrientes, y sus vencimientos son los siguientes:

Millones de Euros	Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2024	Vencimiento Corriente 2025	Vencimiento no Corriente					
				2026	2027	2028	2029	Siguientes	TOTAL
En Euros		77	11	59	–	–	7	–	66
En Moneda Extranjera		–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	46.2	**77**	**11**	**59**	**–**	**–**	**7**	**–**	**66**

Millones de Euros	Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Vencimiento Corriente 2024	Vencimiento no Corriente					
				2025	2026	2027	2028	Siguientes	TOTAL
En Euros		71	68	–	–	–	–	3	3
En Moneda Extranjera		–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	46.2	**71**	**68**	**–**	**–**	**–**	**–**	**3**	**3**

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el tipo de interés medio de estos créditos ha sido del 5,1 % y 5,6 %, respectivamente.

28.2. Instrumentos de patrimonio

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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.

29. Otros activos no corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Retribución de la Actividad de Distribución	8	391	333
Otros Activos[1]		98	53
Corrección de Valor		(3)	–
TOTAL		**486**	**386**

(1) A 31 de diciembre de 2024 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 71 millones de euros (41 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véase Nota 36.1).

30. Otros activos financieros corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	6	201	—
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	6	247	473
Limitación del Incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de Gas	6	—	5
Créditos al Personal		14	14
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	40.1.1 y 40.2	11	68
Garantías Financieras Registradas en Activo	34.1.12	302	1.173
Otros Activos Financieros		200	46
Corrección de Valor	40.1.3	(1)	(2)
TOTAL		**974**	**1.777**

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 2024 y 2023 este epígrafe corresponde a las garantías financieras inmovilizadas por importe de 302 millones de euros y 1.173 millones de euros, respectivamente, para poder operar en los mercados organizados a los que Endesa acude para contratar sus instrumentos financieros derivados.

31. Existencias

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Materias Energéticas:	739	709
Carbón	6	10
Combustible Nuclear	360	255
Fuel	116	93
Gas	257	351
Otras Existencias	367	377
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	694	884
Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	52	120
Corrección de Valor	(21)	(30)
TOTAL	**1.831**	**2.060**

598

31.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2)

Durante los ejercicios 2024 y 2023 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) de 2023 y 2022, que han supuesto una baja por importe de 927 millones de euros y 869 millones de euros, respectivamente (12 millones de toneladas y 13 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2024 la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) incluida en el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 716 millones de euros (917 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véase Nota 36.3).

31.2. Garantías de origen y otros certificados ambientales

Durante los ejercicios 2024 y 2023 se ha efectuado la redención de las garantías de origen de 2023 y 2022, que han supuesto una baja por importe de 148 millones de euros y 76 millones de euros, respectivamente (26.255 GWh y 22.939 GWh, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2024 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 58 millones de euros (161 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véase Nota 36.3).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

31.3. Compromisos de adquisición

A 31 de diciembre de 2024 el importe de los compromisos de compras de existencias asciende a 18.252 millones de euros (18.848 millones de euros a 31 de diciembre de 2023), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «*take or pay*», siendo el detalle como sigue:

Millones de Euros	Compromisos Futuros de Compra a 31 de diciembre de 2024[1]						
	Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	TOTAL
2025 - 2029	34	–	490	697	7.227	68	8.516
2030 - 2034	–	–	47	–	5.599	–	5.646
2035 - 2039	–	–	2	–	4.088	–	4.090
2040 - Resto	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**34**	**–**	**539**	**697**	**16.914**	**68**	**18.252**

[1] Ninguno de estos importes corresponde a Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 46.1.2).

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 (véase Nota 5.2).

Por otro lado, en el curso del procedimiento de revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado, la contraparte, una Compañía productora de gas natural licuado, inició, en marzo de 2023, un arbitraje contra Endesa Generación, S.A.U., solicitando un pago de aproximadamente 650 millones de dólares estadounidenses (USD) a 30 de septiembre de 2024. Con fecha 28 de noviembre de 2024 el Tribunal arbitral, constituido en Londres, ha rechazado completamente esta reclamación.

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.

31.4. Otra información

Corrección de valor

Durante los ejercicios 2024 y 2023 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, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

Durante el ejercicio 2024, Endesa no ha detectado impactos significativos en relación a los seguros que tiene formalizados.

Otra información

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 Endesa no tiene existencias por importe significativo pignoradas en garantía de cumplimiento de deudas.

32. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	41	**4.194**	**4.912**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		4.006	4.609
Clientes por Ventas de Electricidad		3.058	3.181
Clientes por Ventas de Gas		657	1.064
Clientes por otras Operaciones		242	306
Clientes Empresas del Grupo y Asociadas	41.1.3 y 49.2	49	58
Otros Deudores		757	895
Retribución de la Actividad de Distribución		347	283
Otros Deudores Terceros		372	559
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	41.1.3 y 49.2	38	53
Corrección de Valor	41.1.5	(569)	(592)
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		(488)	(488)
Otros Deudores		(81)	(104)
Activos por Impuestos		**684**	**545**
Impuesto sobre Sociedades Corriente		265	233
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		374	304
Otros Impuestos		45	8
TOTAL		**4.878**	**5.457**

600

Los saldos incluidos en este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado, con carácter general, no devengan intereses.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de Endesa (véase Nota 41.6).

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 2024, los saldos acumulados por las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

a cliente final se incluyen en el epígrafe «*Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar*» del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto ascienden a 1.400 millones de euros y 376 millones de euros, respectivamente (1.533 millones de euros y 476 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2023) (véase Nota 3.2o.1).

Operaciones de «*factoring*»

Durante los ejercicios 2024 y 2023 se han realizado operaciones de «*factoring*» cuyos importes no vencidos, a 31 de diciembre de 2024 y 2023, ascienden a 1.081 millones de euros y 1.630 millones de euros, respectivamente, que han sido dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado. Dichas operaciones han tenido un coste de 29 millones de euros y 49 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe «*Resultado Financiero*» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 16.1).

Periodo medio de cobro

Durante el ejercicio 2024 el periodo medio de cobro a clientes ha sido de 50 días (45 días en el ejercicio 2023) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Otra información

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

33. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Efectivo en Caja y Bancos	78	1.281
Otros Equivalentes de Efectivo	762	825
TOTAL	**840**	**2.106**

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 2024 y 2023 el epígrafe «*Otros Equivalentes de Efectivo*» incluye depósitos formalizados que devengan un tipo de interés de mercado por importe total de 762 millones de euros y 825 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Euro	838	2.103
Dólar Estadounidense (USD)	1	2
Libra Esterlina (GBP)	1	1
TOTAL	**840**	**2.106**

Otra información

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existen colocaciones en deuda soberana.

A 31 de diciembre de 2024 el saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluye 5 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 2023 (véase Nota 40.4.3).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

34. Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	34.1	**8.110**	**7.017**
Capital Social	34.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	34.1.2	89	89
Reserva Legal	34.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	34.1.4	404	404
Otras Reservas	34.1.5	106	106
(Acciones en Patrimonio Propias)	34.1.6	(4)	(4)
Beneficio Retenido	34.1.8	6.785	5.876
Dividendo a Cuenta	34.1.10	(529)	(529)
Otros instrumentos de Patrimonio Neto		5	5
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	34.1.7	(157)	(199)
Ajustes por Cambio de Valor		(114)	(256)
Diferencias de Conversión		—	(1)
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	34.1.8	(114)	(255)
Total Patrimonio Neto de las Participaciones no Dominantes	34.2	**943**	**187**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**9.053**	**7.204**

34.1. Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante

34.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2024 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 2024 y 2023.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el porcentaje del capital social de Endesa, S.A. que el Grupo Enel posee a través de Enel Iberia, S.L.U. es del 70,1 % (véase Nota 1).

A esas mismas fechas, ningún otro accionista ostentaba acciones que representasen más del 10 % del capital social de Endesa, S.A.

34.1.2. 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 2024, 29 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (31 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

34.1.3. 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 sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, Endesa, S.A. tenía dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

34.1.4. 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 2024, 179 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (193 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

34.1.5. Otras reservas

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

34.1.6. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento producido en esta reserva es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023	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)
TOTAL	**(255)**	**(248)**	**389**	**–**	**(114)**

Millones de Euros	31 de diciembre de 2022	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2023
Operaciones de Cobertura	(3.176)	1.568	1.364	–	(244)
Derivados de Tipo de Interés	80	(16)	(36)	–	28
Derivados de Tipo de Cambio	63	(27)	(47)	–	(11)
Derivados de Materias Energéticas	(3.319)	1.611	1.447	–	(261)
Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas	(11)	–	–	–	(11)
TOTAL	**(3.187)**	**1.568**	**1.364**	**–**	**(255)**

34.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 los importes registrados en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 36.1).

34.1.8. Acciones en patrimonio propias

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 46.3). 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. Con fecha 30 de septiembre de 2024 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 2020-2022*» y el «*Plan de Incentivo Estratégico 2021-2023*», respectivamente, lo que ha supuesto la entrega a las personas beneficiarias de dichos planes de 33.442 acciones ordinarias de Endesa, S.A. por un importe inferior a 1 millón de euros. Como consecuencia de lo anterior, a 31 de diciembre de 2024 permanecen 199.096 acciones en poder de la Sociedad Dominante.

Programa de retribución flexible en acciones

Asimismo, el Consejo de Administración de Endesa, S.A., en sesión celebrada el 19 de marzo de 2024, acordó llevar a cabo otro Programa Temporal de Recompra de Acciones, de acuerdo, por una parte, con la autorización concedida por la Junta General de Accionistas de la Sociedad celebrada el 5 de mayo de 2020, y, por otra parte, de conformidad con la aprobación del Consejo de Administración de la Sociedad celebrado el 27 de febrero de 2024 en relación al plan de adjudicación de acciones a los empleados («*Programa de Retribución Flexible en Acciones*»). Este Programa Temporal de Recompra de Acciones tiene por objeto la adquisición de acciones para cumplir con las obligaciones del Programa de Retribución Flexible en Acciones para los empleados en activo de Endesa en España que opten en el ejercicio 2024 por percibir una parte de su salario en acciones de Endesa, S.A., en el marco de la política general de remuneraciones de Endesa. El Programa Temporal de Recompra de Acciones incluye el volumen de acciones necesario para cubrir el importe monetario solicitado por los empleados.

En el marco del citado Programa, en el ejercicio 2024 Endesa, S.A. ha adquirido 825.386 acciones propias de la Sociedad Dominante por importe de 14 millones de euros, de las cuales, a 31 de diciembre de 2024, permanecen 599 acciones en poder de la Sociedad Dominante.

En Programas similares, en los ejercicios 2023 y 2022, Endesa, S.A. adquirió acciones propias de la Sociedad Dominante, de las cuales, a 31 de diciembre de 2024, permanecen 1.351 acciones y 790 acciones, respectivamente, en poder de la Sociedad Dominante.

Acciones propias de Endesa, S.A.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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)
Acciones Propias a 31 de diciembre de 2024	**201.836**	**1,2**	**0,01906**	**19,25**	**3.884.627**
Planes de Incentivo Estratégico	199.096	1,2	0,01880	19,25	3.832.202
Programas de Retribución Flexible en Acciones	2.740	1,2	0,00026	19,13	52.425
Acciones Propias a 31 de diciembre de 2023	**234.679**	**1,2**	**0,02217**	**19,25**	**4.518.265**
Planes de Incentivo Estratégico	232.538	1,2	0,02197	19,25	4.475.783
Programas de Retribución Flexible en Acciones	2.141	1,2	0,00020	19,84	42.482

34.1.9. Beneficio retenido

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de las reservas de la Sociedad es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Reservas Voluntarias	702	702
Reserva de Fusión	676	676
Otras Reservas de Libre Disposición	26	26
Otro Beneficio Retenido	6.083	5.174
TOTAL	**6.785**	**5.876**

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad, y su saldo, a 31 de diciembre de 2024, es de 676 millones de euros, de los que 73 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (676 millones de euros y 76 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2023).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

34.1.10. Dividendos

Ejercicio 2024

El Consejo de Administración de Endesa, S.A. en su reunión celebrada el 15 de noviembre de 2024, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2024 por un importe bruto de 0,5 euros por acción cuyo pago, que ha supuesto un desembolso de 529 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 8 de enero de 2025 (véase Nota 39). Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2024.

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:

Millones de Euros	Del 1 de noviembre de 2024 al 31 de octubre de 2025
Disponible al Inicio del Periodo	**5.734**
Caja, Bancos y Efectivo Equivalente	33
Créditos Disponibles con Empresas del Grupo	5.701
Aumentos de Tesorería	**3.062**
Por Operaciones Corrientes	210
Por Operaciones Financieras	2.852
Disminuciones de Tesorería	**(2.724)**
Por Operaciones Corrientes	(42)
Por Operaciones Financieras	(2.682)
Disponible al Final del Periodo	**6.072**
Propuesta de Dividendo a Cuenta de los Resultados del Periodo 2024	**529**

Esta cantidad no excede de los resultados obtenidos por Endesa, S.A. en el ejercicio 2024, 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 2023

La Junta General de Accionistas de Endesa, S.A. celebrada el pasado 24 de abril de 2024 aprobó la distribución a sus accionistas de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2023 y a remanente de ejercicios anteriores por un importe bruto de 1 euro por acción, lo que supone un total de 1.058 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
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
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2023	40.3		**1**	**1.058**	

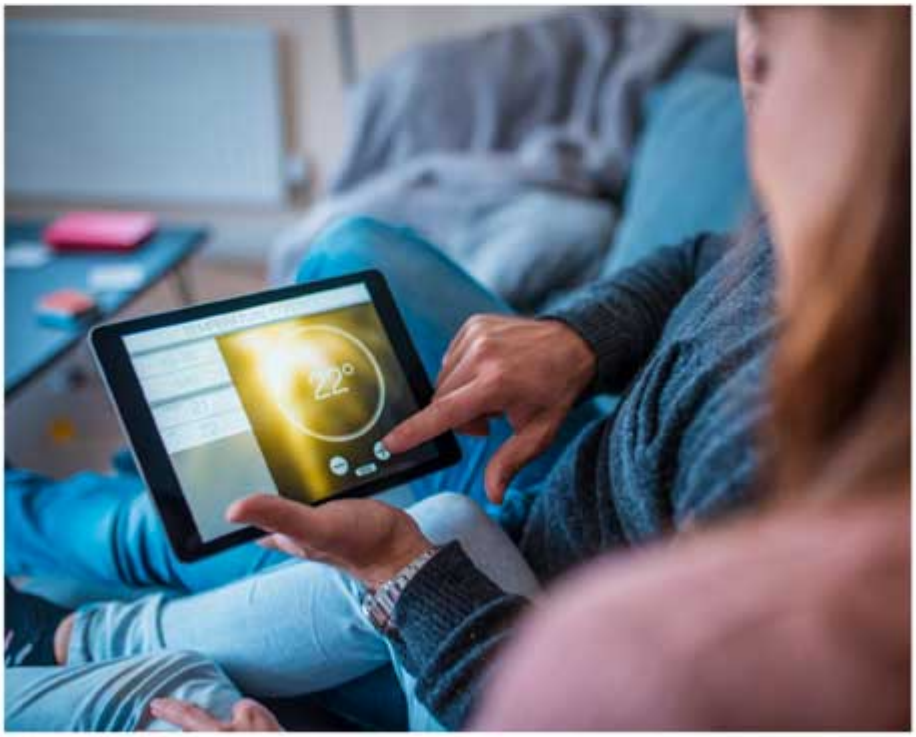
34.1.11. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de las Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023		
	Notas	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO		**(197)**	**(197)**	**–**
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		–	–	–
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	36.1	(199)	(199)	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		2	2	–
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		–	–	–
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO		**(255)**	**(256)**	**1**
Operaciones de Cobertura		(243)	(244)	1
Diferencias de Conversión		(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		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que pueden Reclasificarse posteriormente al Resultado del Periodo		–	–	–
TOTAL		**(452)**	**(453)**	**1**

Variaciones del Periodo 2024					31 de diciembre de 2024		
Ganancias / (Pérdidas) por Valoración	Importes Transferidos al Estado del Resultado	Efecto Impositivo (Nota 18)	Otros	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
52	**–**	**(10)**	**–**	**–**	**(155)**	**(155)**	**–**
–	–	–	–	–	–	–	–
52	–	(10)	–	–	(157)	(157)	–
–	–	–	–	–	2	2	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
(331)	**520**	**(47)**	**(1)**	**–**	**(114)**	**(114)**	**–**
(333)	520	(47)	(1)	–	(104)	(104)	–
1	–	–	–	–	–	–	–
1	–	–	–	–	(10)	(10)	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
(279)	**520**	**(57)**	**(1)**	**–**	**(269)**	**(269)**	**–**

Millones de Euros		31 de diciembre de 2022		
	Notas	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICAN AL RESULTADO DEL PERIODO		**(190)**	**(190)**	**–**
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles		–	–	–
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales	16.1	(190)	(190)	–
Participación en Otro Resultado Global Reconocidos por las Inversiones en Negocios Conjuntos y Asociadas		–	–	–
Instrumentos de Patrimonio con Cambios en Otro Resultado Integral		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que no se Reclasifican al Resultado del Periodo		–	–	–
PARTIDAS QUE PUEDEN RECLASIFICARSE POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL PERIODO		**(3.187)**	**(3.188)**	**1**
Operaciones de Cobertura		(3.175)	(3.176)	1
Diferencias de Conversión		(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		–	–	–
Resto de Ingresos y Gastos que pueden Reclasificarse posteriormente al Resultado del Periodo		–	–	–
TOTAL		**(3.377)**	**(3.378)**	**1**



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Variaciones del Periodo 2023					31 de diciembre de 2023		
Ganancias / (Pérdidas) por Valoración	Importes Tranferidos al Estado del Resultado	Efecto Impositivo (Nota 14)	Otros	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De las Participaciones no Dominantes
(11)	**–**	**2**	**2**	**–**	**(197)**	**(197)**	**–**
–	–	–	–	–	–	–	–
(13)	–	2	2	–	(199)	(199)	–
2	–	–	–	–	2	2	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
2.087	**1.822**	**(977)**	**–**	**–**	**(255)**	**(256)**	**1**
2.087	1.822	(977)	–	–	(243)	(244)	1
–	–	–	–	–	(1)	(1)	–
–	–	–	–	–	(11)	(11)	–
–	–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–
2.076	**1.822**	**(975)**	**2**	**–**	**(452)**	**(453)**	**1**

34.1.12. Gestión del capital

611

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 2024 y 2023, es el siguiente:

Millones de Euros		Apalancamiento	
	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Deuda Financiera Neta:		**9.298**	**10.405**
Deuda Financiera no Corriente	20.3	9.881	9.636
Deuda Financiera Corriente	20.3	613	4.091
Derivados de Deuda Registrados en Pasivo	9.1	36	61
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	10	(840)	(2.106)
Derivados de Deuda Registrados en Activo	9.1	(41)	(57)
Garantías Financieras Registradas en Activo	20.1 y 20	(351)	(1.220)
Patrimonio Neto:	24	**9.053**	**7.204**
De la Sociedad Dominante	24.1	8.110	7.017
De las Participaciones no Dominantes	24.2	943	187
Apalancamiento (%)[1]		**102,71**	**144,43**

[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 41.4).

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 2024 y 2023 se han aprobado y distribuido los siguientes dividendos (véase Nota 34.1.10):

Millones de Euros		Dividendos Aprobados y Distribuidos			
	Notas	Fecha de Aprobación	Euros Brutos por Acción	Importe	Fecha de Pago
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
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2023	45.3		**1**	**1.058**	
Dividendo		28 de abril de 2023	1,5854	1.678	3 de julio de 2023
Total Dividendo con Cargo al Resultado de 2022	45.3		**1,5854**	**1.678**	

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 2024 y 2023, los cuales corresponden a niveles de «*investment grade*», son los siguientes:

	Calificación Crediticia						
	31 de diciembre de 2024 [1]				31 de diciembre de 2023[1]		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Fecha de Último Informe	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB	A-2	Estable	10 de enero de 2025	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa1	P-2	Estable	6 de junio de 2024	Baa1	P-2	Negativa
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.

34.1.13. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2024 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 2024 el importe de deuda financiera afectada por tales restricciones asciende a 32 millones de euros (39 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véanse Notas 20.4, 40.4.3 y 47).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

34.2. Patrimonio neto: de las Participaciones no Dominantes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones[1]	Desinversiones o Reducciones[2]	Otros Movimientos	Saldo a 31 de diciembre de 2024
Aguilón 20, S.A.	21	–	–	–	–	–	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.[3]	3	–	–	–	–	–	3
Enel Green Power Solar 1, S.L.	–	–	–	769	–	–	769
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
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	89	(7)	4	–	(1)	–	85
TOTAL	**187**	**(17)**	**5**	**769**	**(1)**	**–**	**943**

[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 Renewables 1, S.L. (véase Nota 7).
[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., 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).

613

Millones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Inversiones o Ampliaciones	Desinversiones o Reducciones[1]	Otros Movimientos	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Aguilón 20, S.A.	27	(7)	1	–	–	–	21
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
Eólica Valle del Ebro, S.A.	3	–	–	–	–	–	3
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	13	(4)	1	–	–	–	10
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	26	–	1	–	–	–	27
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	33	(8)	9	–	–	–	34
Otras	96	(8)	8	–	(7)	–	89
TOTAL	**201**	**(27)**	**20**	**–**	**(7)**	**–**	**187**

[1] Corresponde a la devolución de Fondos de socios de Bosa del Ebro, S.L. y Tauste Energía Distribuida, S.L., por importe de 4 millones de euros y 3 millones de euros respectivamente (véase Nota 45.3).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024 y 2023 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 las siguientes:

Millones de Euros	Estado de Situación Financiera													
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023[1]	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activo no Corriente	78	77	108	116	1.725		8	8	29	28	86	87	107	108
Activo Corriente	11	10	7	6	56		2	2	1	7	5	5	11	25
Total Activo	**89**	**87**	**115**	**122**	**1.781**		**10**	**10**	**30**	**35**	**91**	**92**	**118**	**133**
Patrimonio Neto	43	44	92	98	1.540		7	6	25	27	64	64	60	82
Pasivo no Corriente	**33**	31	16	18	176		2	2	4	7	11	11	36	36
Pasivo Corriente	13	12	7	6	65		1	2	1	1	16	17	22	15
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**89**	**87**	**115**	**122**	**1.781**		**10**	**10**	**30**	**35**	**91**	**92**	**118**	**133**

[1] Corresponden a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.

Millones de Euros	Estado del Resultado													
	Aguilón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2024	2023	2024	2023[1]	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Ingresos	6	12	12	28	179	–	3	4	5	18	7	31	13	55
Resultado Antes de Impuestos	**(1)**	**4**	**8**	**5**	**57**	**–**	**–**	**1**	**1**	**14**	**–**	**23**	**6**	**36**
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuadas	**(1)**	**3**	**7**	**4**	**42**	**–**	**–**	**1**	**1**	**10**	**–**	**17**	**4**	**27**
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Otro Resultado Global	**–**	**–**	**–**	**–**	**(2)**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Resultado Global Total	**(1)**	**3**	**7**	**4**	**40**	**–**	**–**	**1**	**1**	**10**	**–**	**17**	**4**	**27**

[1] Corresponden a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.

Millones de Euros	Estado de Flujos de Efectivo													
	Agullón 20, S.A.		Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución, S.A.		Enel Green Power Solar 1, S.L.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2024	2023	2024	2023[a]	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	1	3	10	20	86		1	2	2	2	4	7	14	18
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	–	–	(7)	(20)	(186)		(1)	(1)	(5)	(1)	(4)	(6)	(1)	–
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(2)	(20)	(3)	–	100		–	–	(3)	(11)	–	–	(19)	(37)

[a] Corresponden a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.

A 31 de diciembre de 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.

A 31 de diciembre de 2023 los datos patrimoniales corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de los relativos a Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A.

35. Subvenciones

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros	Notas	Subvenciones de Capital
Saldo a 31 de diciembre de 2022		**238**
Altas		5
Imputación a Resultados	33	(16)
Saldo a 31 de diciembre de 2023		**227**
Altas		51
Imputación a Resultados	33	(29)
Saldo a 31 de diciembre de 2024		**249**

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 el ejercicio 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 26 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 Endesa cumplía con los requisitos necesarios para la percepción y disfrute de las subvenciones indicadas anteriormente.

36. Provisiones

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Provisiones por Prestaciones al Personal		227	–	268	–
Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares	36.1	204	–	238	–
Otras Prestaciones al Personal		23	–	30	–
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		462	162	536	207
Expedientes de Regulación de Empleo	36.2.1	6	23	9	25
Acuerdos Voluntarios de Salida	36.2.2	456	139	527	182
Otras Provisiones	36.3	2.069	873	2.051	1.170
TOTAL		**2.758**	**1.035**	**2.855**	**1.377**

36.1. 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 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Pasivo Actuarial	430	585
Activos Afectos	(297)	(388)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	**133**	**197**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 los importes registrados en el Estado de Situación Financiera Consolidado son los siguientes:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Provisiones para Pensiones y otras Obligaciones Similares	36	204	238
Otros Activos no Corrientes	28	(71)	(41)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial		**133**	**197**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la información sobre los pasivos actuariales netos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros		2024			
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
Pasivo Actuarial Neto Inicial		**(6)**	**202**	**1**	**197**
Coste Neto por Intereses	18	(1)	7	–	6
Costes de los Servicios en el Periodo	11	3	1	–	4
Beneficios Pagados en el Periodo		–	–	–	–
Aportaciones del Periodo		(14)	(12)	–	(26)
Otros Movimientos		4	–	–	4
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		–	–	–	–
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)
Pasivo Actuarial Neto Final		**(71)**	**203**	**1**	**133**

Millones de Euros		2023			
	Notas	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
Pasivo Actuarial Neto Inicial		**27**	**212**	**1**	**240**
Coste Neto por Intereses	18	1	8	–	9
Costes de los Servicios en el Periodo	11	4	1	–	5
Aportaciones del Ejercicio		(59)	(14)	–	(73)
Otros Movimientos		3	–	–	3
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		22	7	–	29
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		6	(12)	–	(6)
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(10)	–	–	(10)
Pasivo Actuarial Neto Final		**(6)**	**202**	**1**	**197**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la información sobre los pasivos actuariales brutos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros	2024			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
Pasivo Actuarial Inicial	**382**	**202**	**1**	**585**
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 Demográficas	–	–	–	–
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	(44)	(10)	–	(54)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	28	15	–	43
Aseguramiento de Prestaciones Causadas	(114)	–	–	(114)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	–	–	–	–
Otros Movimientos	4	–	–	4
Pasivo Actuarial Final	**226**	**203**	**1**	**430**

618

El importe registrado como «*Aseguramiento de Prestaciones Causadas*» en el ejercicio 2024 por importe de 114 millones de euros 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 afectos. 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.

Millones de Euros	2023			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
Pasivo Actuarial Inicial	**376**	**212**	**1**	**589**
Gastos Financieros	14	8	–	22
Costes de los Servicios en el Periodo	4	1	–	5
Beneficios Pagados en el Periodo	(43)	(14)	–	(57)
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras	22	7	–	29
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia	6	(12)	–	(6)
Otros Movimientos	3	–	–	3
Pasivo Actuarial Final	**382**	**202**	**1**	**585**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la información sobre los cambios en el valor de mercado de los activos afectos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros	2024			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos	**388**	**–**	**–**	**388**
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)
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos[1]	**297**	**–**	**–**	**297**

[1] No incluye prestaciones post-empleo distintas de los planes de pensiones.

Millones de Euros	2023			
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	TOTAL
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos	**349**	**–**	**–**	**349**
Rendimiento Esperado	13	–	–	13
Aportaciones del Periodo	59	14	–	73
Beneficios Pagados en el Periodo	(43)	(14)	–	(57)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales	10	–	–	10
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos[1]	**388**	**–**	**–**	**388**

[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 2024 y 2023 los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las provisiones de pensiones de prestación definida y aportación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Prestación Definida		**(12)**	**(14)**
Coste Corriente del Ejercicio[1]	22	(4)	(5)
Costes Financieros Netos	36	(6)	(9)
Otros Costes Corrientes del Ejercicio	22	(2)	–
Aportación Definida		**(40)**	**(35)**
Coste Corriente del Ejercicio[2]	22	(40)	(35)
TOTAL		**(52)**	**(49)**

[1] En el ejercicio 2024 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*» (4 millones de euros en el ejercicio 2023).

[2] En el ejercicio 2024 incluye 15 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*» (21 millones de euros en el ejercicio 2023)

Durante los ejercicios 2024 y 2023 los importes registrados en Otro Resultado Global Consolidado por las provisiones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		41	18
Ganancias y Pérdidas Actuariales		11	(31)
TOTAL	30.1.11	**52**	**(13)**

A 31 de diciembre de 2024 conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2025 ascenderán aproximadamente a 4 millones de euros (26 millones de euros, a 31 de diciembre de 2023, para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2024).

Activos afectos

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Activos de Renta Fija[1]	48	47
Acciones[1]	30	28
Inversiones Inmobiliarias y otros	22	25
TOTAL	**100**	**100**

620

[1] Incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo Enel por importe de 8 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 (11 millones de euros a 31 de diciembre de 2023)

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Estados Unidos de América	41	52
España	11	13
Francia	10	11
Italia	10	7
Alemania	5	8
Luxemburgo	3	2
Reino Unido	2	2
Países Bajos	1	4
Bélgica	1	2
Resto	58	81
TOTAL	**142**	**182**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024**	**31 de diciembre de 2023**
España	5	5
Italia	8	4
Francia	3	3
Alemania	1	2
Bélgica	–	2
Resto	28	39
TOTAL	**45**	**55**

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 2024 la rentabilidad media real ha sido del 7,40 %, positiva (6,88 %, positiva, en el ejercicio 2023).

Actualmente la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los partícipes del Plan y no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos y pasivos.

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	**31 de diciembre de 2023**
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020
Tipo de Interés	3,43 % - 3,50 %	3,30 % - 3,32 %
Rendimiento Esperado de los Activos	3,47 %	3,31 %
Revisión Salarial[1]	1,00 %	1,00 %
Incremento de los Costes de Salud	4,18 %	5,14 %

[1] Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
Hipótesis	**Pensiones**	**Otros Compromisos de Prestación Definida**	**Pensiones**	**Otros Compromisos de Prestación Definida**
Disminución en 50 p.b. del Tipo de Interés	16	12	26	11
Aumento en 50 p.b. del Tipo de Interés	(14)	(11)	(24)	(10)
Disminución en 50 p.b. del Índice de Precios al Consumo (IPC)[1]	(2)	Na	(3)	Na
Aumento en 50 p.b. del Índice de Precios al Consumo (IPC)[1]	2	Na	3	Na
Incremento del 1 % de los Costes de Asistencia Sanitaria	Na	Na	Na	Na
Incremento de 1 Año de la Esperanza de Vida de Empleados en Activo y Jubilados	5	3	32	14

[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

- 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.
- 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.
- 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).
- Las inversiones en activos denominados en divisas distintas al euro conllevan un riesgo adicional derivado de las variaciones del tipo de cambio.
- 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.

622

A 31 de diciembre de 2024 la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 12,76 años (13,45 años a 31 de diciembre de 2023), siendo el calendario previsto de los pagos necesarios para atender a las provisiones de prestación definida el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Año 1	18	24
Año 2	19	26
Año 3	21	28
Año 4	23	31
Año 5	24	32
A Partir del Año 5	634	831
TOTAL	**739**	**972**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la clasificación de los activos de los planes de prestación definida valorados por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024				31 de diciembre de 2023			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	297	210	47	40	388	262	86	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.

36.2. 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.

36.2.1. Expedientes de regulación de empleo

A 31 de diciembre de 2024 hay 2 tipos de planes vigentes Planes Mineros 2006-2012 y Plan Minero 2016 que afectan a un total de 185 personas todas ellas en situación de prejubilación (284 personas a 31 de diciembre de 2023).

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Saldo Inicial		**9**	**14**
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		**1**	**1**
Gastos de Personal	37	—	(1)
Resultados Financieros	39	1	2
Traspasos a Corto Plazo y otros		**(4)**	**(6)**
Saldo Final		**6**	**9**

A 31 de diciembre de 2024 el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 23 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo (25 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Tipo de Interés	3,04 %	3,14 %
Índice de Precios al Consumo (IPC)	2,09 %	2,57 %
Tablas de Mortalidad	PERM FCOL2020	PERM / FCOL2020

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 y 2023, 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.

36.2.2. Acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo

A 31 de diciembre de 2024, en aplicación de los acuerdos de suspensión de contratos, Endesa tiene registrada una provisión por importe de 595 millones de euros (709 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) que afecta a un máximo de 2.005 empleados para los cuales Endesa se ha comprometido a no ejercitar la facultad de solicitar el retorno a la empresa (2.396 empleados a 31 de diciembre de 2023).

Durante los ejercicios 2024 y 2023, el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Saldo Inicial		**527**	**505**
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		**47**	**202**
Gastos de Personal	(a)	29	171
Resultados Financieros	(e)	18	31
Traspasos a Corto Plazo y otros		**(118)**	**(180)**
Saldo Final		**456**	**527**

A 31 de diciembre de 2024 el epígrafe «*Provisiones Corrientes*» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 139 millones de euros correspondientes a provisiones por el acuerdo de suspensión de contratos (182 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

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 2024 el saldo total de la provisión asociada a estos Planes de Digitalización y Descarbonización asciende a 478 millones de euros (528 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Tipo de interés	3,04 %	3,14 %
Incremento Futuro Garantía	1,00 %	1,00 %
Incremento Resto de Conceptos	2,09 %	2,57 %
Tablas de Mortalidad	PERM / FCOL2020	PERM / FCOL2020

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024 y 2023, 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:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
Hipótesis	**Aumento 50 p.b.**	**Disminución 50 p.b.**	**Aumento 50 p.b.**	**Disminución 50 p.b.**
Tipo de interés	(10)	11	(11)	11
Garantía y Resto de Conceptos	5	(5)	4	(4)

36.3. Otras provisiones

Durante los ejercicios 2024 y 2023 la composición y el movimiento de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2023	Gastos de Explotación: Dotaciones	Gastos de Explotación: Reversiones	Redención	Resultados Financieros (Nota 33.3)	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 20)	Pagos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2024
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_2)	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)[1]	–	2	–	(21)	(1)	397
TOTAL	**3.221**	**917**	**(154)**	**(1.075)**	**47**	**61**	**(74)**	**(1)**	**2.942**

[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 14).

Millones de Euros	Saldo a 31 de diciembre de 2022	Gastos de Explotación		Redención	Resultados Financieros (Nota 28.2)	Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado (Nota 23)	Pagos	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2023
		Dotaciones	Reversiones						
Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	1.796	26	(40)	–	50	(70)	(50)	–	1.712
Centrales Nucleares	581	–	–	–	17	(27)	–	–	571
Otras Centrales	1.129	26	(39)	–	31	(36)	(49)	1	1.063
Desmantelamiento de Contadores	81	–	(1)	–	2	(7)	–	(1)	74
Cierre de Explotaciones Mineras	5	–	–	–	–	–	(1)	–	4
Provisiones de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	862	925	–	(869)	–	–	–	(1)	917
Provisiones de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	81	157	–	(77)	–	–	–	–	161
Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	460	40	(43)	–	–	–	(18)	(8)	431
TOTAL	**3.199**	**1.148**	**(83)**	**(946)**	**50**	**(70)**	**(68)**	**(9)**	**3.221**

Provisión por costes de cierre de las instalaciones

626

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 3.2l.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_2)

Esta provisión recoge las obligaciones de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) realizadas durante el ejercicio.

Las sociedades de Endesa que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO_2) 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_2), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior (véase Nota 3.2l.3).

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 3.2l.4).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

37. Otros pasivos no corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Fianzas y Depósitos	28.1	469	465
Otras Cuentas a Pagar		105	113
TOTAL		**574**	**578**

38. Otros pasivos financieros no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros		No Corriente		Corriente	
	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Intereses a Pagar de Deuda Financiera		–	–	83	103
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	28.1	64	8	14	1
TOTAL		**64**	**8**	**97**	**104**

A 31 de diciembre de 2024 en los epígrafes «*Otros Pasivos Financieros no Corrientes*» y «*Otros Pasivos Financieros Corrientes*» se incluyen por importe de 64 millones de euros y 14 millones de euros, respectivamente, los importes negativos generados en los semiperiodos anteriores por el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado 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, relativos a aquellas instalaciones Tipo (IT) que, de acuerdo con la mejor estimación de la evolución futura de los precios de mercado de la energía, percibirán Retribución a la Inversión (Rinv) durante su vida útil regulatoria.

39. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	40	**5.149**	**6.242**
Proveedores y otros Acreedores		4.057	5.028[1]
Dividendo a Pagar	34.1.10	534	530
Otras Cuentas por Pagar		558	684
Pasivos por Impuestos		**916**	**661**
Impuesto sobre Sociedades Corriente		309	215
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		104	101
Otros Impuestos		503	345
TOTAL		**6.065**	**6.903**

[1] Incluía el pasivo por importe de 515 millones de euros reconocido por Endesa Generación, S.A.U. como consecuencia del laudo recaído en un arbitraje para la revisión del precio de un contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL) que fue desembolsado en el ejercicio 2024 (véanse Notas 10.1 y 45.1).

Dividendo a pagar

A 31 de diciembre de 2024 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	34.1.10	Ejercicio 2024	0,5	529	8 de enero de 2025

Costes derivados de la energía suministrada a clientes pendiente de facturar

A 31 de diciembre de 2024, 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 86 millones de euros y 89 millones de euros, respectivamente (132 millones de euros y 96 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2023) y se incluye en el Estado de Situación Financiera Consolidado.

Acuerdos de «*confirming*»

A 31 de diciembre de 2024 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 64 millones de euros (56 millones de euros a 31 de diciembre de 2023). La totalidad de los proveedores de dicha deuda comercial descontada con acuerdos de «*confirming*» han recibido el pago de las entidades financieras.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Durante los ejercicios 2024 y 2023 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	2024	2023
Deuda Comercial Descontada con Acuerdos de «Confirming»	0 - 60	0 - 60
Deuda Comercial sin Acuerdos de «Confirming»	0 - 60	0 - 60

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el ingreso devengado por los contratos de «*confirming*» ha ascendido a un importe inferior a 1 millón de euros.

39.1. 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 a la Ley 15/2010, de 5 de julio, modificada por la Ley 18/2022, de 28 de septiembre:

Número de Días	2024	2023
Periodo Medio de Pago a Proveedores	18	14
Ratio de Operaciones Pagadas	17	13
Ratio de Operaciones Pendientes de Pago	30	76

Millones de Euros	2024	2023
Total Pagos Realizados	12.961	13.431
Total Pagos Pendientes	303	285

	2024	2023
Número de Facturas Pagadas dentro de un Periodo Inferior al Máximo Establecido	320.016	319.869
% sobre Total de Facturas	95,03	91,81
Volumen Monetario de Facturas Pagadas dentro de un Periodo Inferior al Máximo Establecido[a]	12.666	13.156
% sobre Total Monetario de Pagos a Proveedores	97,72	97,56

[a] Millones de euros.

40. Instrumentos financieros

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la clasificación de los instrumentos financieros del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros de Activo					
Activos de Contratos con Clientes	27.1	–	12	–	4
Otros Activos Financieros	28 y 30	829	974	663	1.777
Instrumentos Financieros Derivados	43	377	541	879	1.054
Otros Activos	29	486	–	386	–
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	32	–	4.194	–	4.912
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	–	840	–	2.106
TOTAL	40.1	**1.692**	**6.561**	**1.928**	**9.853**
Instrumentos Financieros de Pasivo					
Pasivos de Contratos con Clientes	27.2	4.413	487	4.348	427
Deuda Financiera	40.3	9.881	613	9.636	4.091
Instrumentos Financieros Derivados	43	336	656	544	1.673
Otros Pasivos Financieros	36	64	97	8	104
Otros Pasivos	37	574	–	578	–
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar	39	–	5.149	–	6.242
TOTAL	40.2	**15.268**	**7.002**	**15.114**	**12.537**

630

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

40.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la clasificación de los instrumentos financieros de activo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos Financieros a Coste Amortizado	40.1.1	**1.309**	**6.020**	**1.043**	**8.799**
Activos de Contratos con Clientes	27.1	–	12	–	4
Otros Activos Financieros	28.1 y 30	823	974	657	1.777
Otros Activos	29	486	–	386	–
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	30	–	4.194	–	4.912
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	31	–	840	–	2.106
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado	40.1.2	**49**	**173**	**85**	**358**
Instrumentos de Patrimonio	28.2	6	–	6	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	43	43	173	79	358
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado de Otro Resultado Global		–	–	–	–
Derivados de Cobertura	43	**334**	**368**	**800**	**696**
TOTAL		**1.692**	**6.561**	**1.928**	**9.853**

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.

631

40.1.1. Activos financieros a coste amortizado

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los activos financieros a coste amortizado, por naturaleza, es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activos Financieros a Coste Amortizado					
Otros Activos Financieros		**823**	**974**	**657**	**1.777**
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	30	–	201	–	–
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	28.1 y 30	117	247	65	473
Limitación del Incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de Gas	30	–	–	–	5
Fianzas y Depósitos	28.1	433	–	434	-
Créditos al Personal	28.1 y 30	78	14	80	14
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	28.1, 30 y 44.2	66	11	3	68
Retribución a la Inversión en Energías Renovables	28.1	73	–	–	–
Garantías Financieras	28.1 y 30	49	302	47	1.173
Otros Activos Financieros	28.1 y 30	30	200	30	46
Corrección de Valor	28.1, 30 y 43.1.3	(23)	(1)	(22)	(2)
Otros Activos no Corrientes	28	**486**	**–**	**386**	**–**
Retribución de la Actividad de Distribución		391	–	333	–
Otros Activos		98	–	53	–
Corrección de Valor	43.1.3	(3)	–	–	–
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	32	**–**	**4.194**	**–**	**4.912**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		–	4.006	–	4.609
Otros Deudores		–	757	–	895
Retribución de la Actividad de Distribución		–	347	–	283
Otros		–	410	–	612
Corrección de Valor	43.1.3	–	(569)	–	(592)
Activos de Contratos con Clientes	27.1	**–**	**12**	**–**	**4**
Activos de Contratos con Clientes		–	15	–	6
Corrección de Valor	43.1.3	–	(3)	–	(2)
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	**–**	**840**	**–**	**2.106**
TOTAL		**1.309**	**6.020**	**1.043**	**8.799**

El valor razonable de estos activos financieros no difiere sustancialmente del valor contabilizado en libros.

632

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

40.1.2. Activos financieros a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, dentro de esta categoría se incluyen los instrumentos de patrimonio que corresponden a participaciones en otras empresas por importe de 6 millones de euros. 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 43.2.

40.1.3. Corrección de valor

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024				31 de diciembre de 2023			
		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
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	32	**11,9 %**	**4.763**	**569**	**4.194**	**10,8 %**	**5.504**	**592**	**4.912**
Corrientes no Vencidos		**1,0 %**	**3.848**	**40**	**3.808**	**1,9 %**	**4.250**	**80**	**4.170**
Vencidos:		**57,8 %**	**915**	**529**	**386**	**40,8 %**	**1.254**	**512**	**742**
Con Antigüedad de 1 a 30 días		1,0 %	98	1	97	6,1 %	82	5	77
Con Antigüedad de 31 a 60 días		13,6 %	59	8	51	6,9 %	87	6	81
Con Antigüedad de 61 a 90 días		22,2 %	27	6	21	7,0 %	114	8	106
Con Antigüedad de 91 a 120 días		27,5 %	40	11	29	13,5 %	89	12	77
Con Antigüedad de 121 a 150 días		29,7 %	37	11	26	51,9 %	52	27	25
Con Antigüedad de 151 a 180 días		28,2 %	39	11	28	60,9 %	46	28	18
Con Antigüedad Mayor a 180 días		78,2 %	615	481	134	54,3 %	784	426	358
Activos de Contratos con Clientes	27.1	**20,0 %**	**15**	**3**	**12**	**33,3 %**	**6**	**2**	**4**
Otros Activos Financieros no Corrientes	28.1	**2,7 %**	**846**	**23**	**823**	**3,2 %**	**679**	**22**	**657**
Otros Activos Financieros Corrientes	30	**0,1 %**	**975**	**1**	**974**	**0,1 %**	**1.779**	**2**	**1.777**
Otros Activos no Corrientes	39	**0,6 %**	**489**	**3**	**486**	**0,0 %**	**386**	**–**	**386**
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	**0,0 %**	**840**	**–**	**840**	**0,0 %**	**2.106**	**–**	**2.106**
TOTAL			**7.928**	**599**	**7.329**		**10.460**	**618**	**9.842**

Clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores*» ha sido el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Saldo Inicial		**592**	**474**
Dotaciones	8.2 y 33.2	205	264
Aplicaciones		(228)	(146)
Saldo Final	10	**569**	**592**

Durante el ejercicio 2024, se ha registrado una menor dotación de pérdidas por deterioro procedentes de contratos con clientes, por importe de 59 millones de euros. La variación respecto al ejercicio 2023 es consecuencia del peor comportamiento de pago, en ese año, de los clientes con contratos a tarifa regulada en un entorno macroeconómico de elevada inflación y mayores precios energéticos que redujeron la capacidad económica de los clientes domésticos.

Activos de contratos con clientes

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Activos de Contratos con Clientes*» (véase Nota 27.1) ha sido el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Saldo Inicial		**2**	**2**
Dotaciones	33.2	1	–
Aplicaciones		–	–
Saldo Final	27.1	**3**	**2**

Otros activos financieros no corrientes y corrientes

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Otros Activos Financieros no Corrientes y Corrientes*» (véanse Notas 28.1 y 30) ha sido el siguiente:

634

Millones de Euros		2024		2023	
	Notas	Activos Financieros no Corrientes	Activos Financieros Corrientes	Activos Financieros no Corrientes	Activos Financieros Corrientes
Saldo Inicial		**22**	**2**	**22**	**6**
Dotaciones	28.1	1	–	–	–
Aplicaciones	33.2 y 28.1	–	–	–	(4)
Traspasos y otros		–	(1)	–	–
Saldo Final		**23**	**1**	**22**	**2**

Otros activos no corrientes

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento del epígrafe «*Corrección de Valor*» de «*Otros Activos no Corrientes*» (véase Nota 29) ha sido el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Saldo Inicial		–	–
Dotaciones		–	–
Aplicaciones	31.7	(2)	–
Traspasos y otros		5	–
Saldo Final		**3**	**–**

40.1.4. Compromisos de instrumentos financieros de activo

A 31 de diciembre de 2024 Endesa no tiene suscritos acuerdos que incluyan compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

40.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 la clasificación de los instrumentos financieros de pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

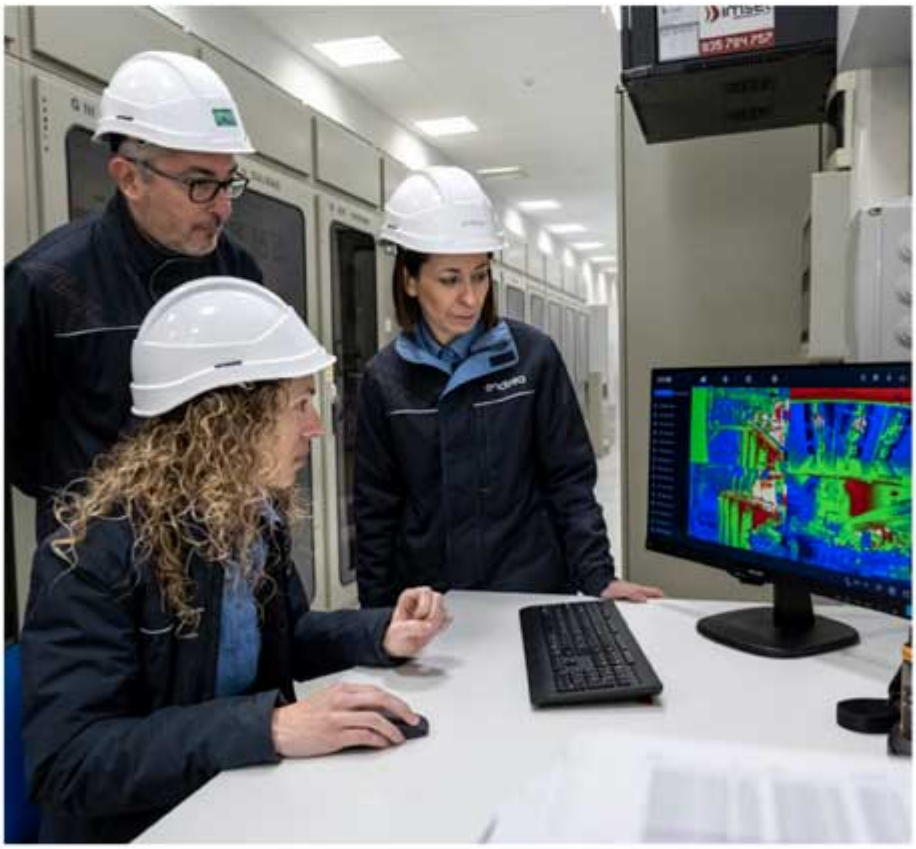
Millones de Euros		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos Financieros a Coste Amortizado	40.2.1	**14.918**	**6.346**	**14.556**	**10.864**
Pasivos de Contratos con Clientes	27.1	4.413	487	4.348	427
Deuda Financiera	40.3	9.867	613	9.622	4.091
Otros Pasivos Financieros	28	64	97	8	104
Otros Pasivos	27	574	–	578	–
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	30	–	5.149	–	6.242
Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado		**63**	**154**	**117**	**519**
Deuda Financiera[1]	40.3	14	–	14	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	41	49	154	103	519
Derivados de Cobertura	41	**287**	**502**	**441**	**1.154**
TOTAL		**15.268**	**7.002**	**15.114**	**12.537**

[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.

40.2.1. Pasivos financieros a coste amortizado

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los pasivos financieros a coste amortizado, por naturaleza, es el siguiente:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Notas	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudas con Entidades de Crédito	40.3	5.630	512	5.302	744
Otras Deudas Financieras	40.3	4.237	101	4.320	3.347
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	39	–	5.149	–	6.242
Pasivos de Contratos con Clientes	27.2	4.413	487	4.348	427
Otros Pasivos Financieros	38	64	97	8	104
Otros Pasivos	37	574	–	578	–
TOTAL		**14.918**	**6.346**	**14.556**	**10.864**



40.3. Deuda financiera

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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		31 de diciembre de 2024				
			Valor Contable			
	Notas	Valor Nominal	No Corriente	Corriente	Total	Valor Razonable
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	21	784	698	86	784	784
Otras		3.558	3.539	15	3.554	3.669
TOTAL		**10.515**	**9.881**	**613**	**10.494**	**10.625**

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023				
			Valor Contable			
	Notas	Valor Nominal	No Corriente	Corriente	Total	Valor Razonable
Obligaciones y otros Valores Negociables		12	14	—	14	14
Deudas con Entidades de Crédito		6.095	5.302	744	6.046	6.089
Otras Deudas Financieras		7.673	4.320	3.347	7.667	7.795
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	21	868	784	84	868	868
Otras		6.805	3.536	3.263	6.799	6.927
TOTAL		**13.780**	**9.636**	**4.091**	**13.727**	**13.898**

637

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el desglose del valor nominal de la deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2024	Valor Razonable
Obligaciones y otros Valores Negociables		**14**	**14**
Tipo de Interés Fijo	2031	14	14
Tipo de Interés Variable		–	–
Deudas con Entidades de Crédito		**6.142**	**6.158**
Tipo Fijo	2028	1.784	1.815
Tipo de Interés Variable	2039	4.358	4.343
Otras Deudas Financieras		**4.338**	**4.453**
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		784	784
Tipo de Interés Fijo	2080	784	784
Tipo de Interés Variable		–	–
Otras Deudas Financieras		3.554	3.669
Tipo de Interés Fijo	2040	3.526	3.641
Tipo de Interés Variable	2030	28	28
TOTAL		**10.494**	**10.625**



Valor Nominal		Vencimiento					Total Valor Nominal
Corriente	No Corriente	2026	2027	2028	2029	Siguientes	
–	**12**	**–**	**–**	**–**	**–**	**12**	**12**
–	12	–	–	–	–	12	12
–	–	–	–	–	–	–	–
512	**5.649**	**460**	**1.335**	**1.870**	**300**	**1.684**	**6.161**
–	1.799	200	675	924	–	–	1.799
512	3.850	260	660	946	300	1.684	4.362
101	**4.241**	**93**	**1.738**	**1.946**	**59**	**405**	**4.342**
86	698	92	75	70	58	403	784
86	698	92	75	70	58	403	784
–	–	–	–	–	–	–	–
15	3.543	1	1.663	1.876	1	2	3.558
–	3.530	1	1.650	1.876	1	2	3.530
15	13	–	13	–	–	–	28
613	**9.902**	**553**	**3.073**	**3.816**	**359**	**2.101**	**10.515**



Millones de Euros	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2023	Valor Razonable
Obligaciones y otros Valores Negociables		**14**	**14**
Tipo de Interés Fijo	2031	14	14
Tipo de Interés Variable		–	–
Deudas con Entidades de Crédito		**6.046**	**6.069**
Tipo Fijo	2026	2.254	2.279
Tipo de Interés Variable	2037	3.792	3.810
Otras Deudas Financieras		**7.667**	**7.795**
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		868	868
Tipo de Interés Fijo	2080	868	868
Otras Deudas Financieras		6.799	6.927
Tipo de Interés Fijo	2040	6.525	6.653
Tipo de Interés Variable	2027	274	274
TOTAL		**13.727**	**13.898**



Valor Nominal		Vencimiento					Total Valor Nominal
Corriente	No Corriente	2025	2026	2027	2028	Siguientes	
–	**12**	–	–	–	–	**12**	**12**
–	12	–	–	–	–	12	12
–	–	–	–	–	–	–	–
761	**5.334**	**533**	**460**	**952**	**1.838**	**1.551**	**6.095**
500	1.799	–	200	675	924	–	2.299
261	3.535	533	260	277	914	1.551	3.796
3.347	**4.326**	**86**	**82**	**1.727**	**1.943**	**488**	**7.673**
84	784	80	81	71	67	485	868
84	784	80	81	71	67	485	868
3.263	3.542	6	1	1.656	1.876	3	6.805
3.001	3.530	–	1	1.650	1.876	3	6.531
262	12	6	–	6	–	–	274
4.108	**9.672**	**619**	**542**	**2.679**	**3.781**	**2.051**	**13.780**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

641

Millones 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
TOTAL	**10.494**	**10.515**	**100,0**	**–**	**10.494**	**100,0**	**3,6**	**3,6**

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023							
	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	13.586	13.639	99,0	–	13.586	99,0	3,2	3,2
Dólar Estadounidense (USD)	141	141	1,0	–	141	1,0	2,9	2,9
TOTAL	**13.727**	**13.780**	**100,0**	**–**	**13.727**	**100,0**	**3,2**	**3,2**

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente, es el siguiente:

Millones 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 45.3)	Nueva Financiación (Nota 45.3)	
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)	(68)	–	–	698
Otras	3.542	–	–	(6)	7	3.543
TOTAL	**9.672**	**(18)**	**(530)**	**(40)**	**818**	**9.902**

Millones de Euros	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2022	No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2023
		Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones (Nota 45.3)	Nueva Financiación (Nota 45.3)	
Obligaciones y otros Valores Negociables	12	–	–	–	–	12
Deudas con Entidades de Crédito	5.895	–	(1.275)	(702)	1.416	5.334
Otras Deudas Financieras	5.885	120	(3.086)	(468)	1.875	4.326
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	756	120	(92)	–	–	784
Otras	5.129	–	(2.994)	(468)	1.875	3.542
TOTAL	**11.792**	**120**	**(4.361)**	**(1.170)**	**3.291**	**9.672**

642

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera corriente, es el siguiente:

Millones 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 45.3)	Nueva Financiación (Nota 45.3)	
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)	–	86
Otras	3.263	–	1	(3.254)	5	15
TOTAL	**4.108**	**8**	**538**	**(5.312)**	**1.271**	**613**

Millones de Euros	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2022	No Genera Flujos de Efectivo		Genera Flujos de Efectivo		Valor Nominal a 31 de diciembre de 2023
		Adiciones / (Bajas)	Traspasos y otros	Pagos y Amortizaciones (Nota 40.3)	Nueva Financiación (Nota 40.3)	
Obligaciones y otros Valores Negociables	4.988	–	–	(17.611)	12.623	–
Deudas con Entidades de Crédito	981	–	1.277	(1.498)	1	761
Otras Deudas Financieras	815	9	3.089	(801)	235	3.347
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	88	9	86	(99)	–	84
Otras	727	–	3.003	(702)	235	3.263
TOTAL	**6.784**	**9**	**4.366**	**(19.910)**	**12.859**	**4.108**

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta en el ejercicio 2024 ha sido del 3,6 % (3,2 % en el ejercicio 2023) (véase Nota 3.2b.1).

40.4. Otros aspectos

40.4.1. Liquidez

A 31 de diciembre de 2024 la liquidez de Endesa asciende a 6.544 millones de euros (10.027 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) y presenta el siguiente detalle:

Millones de Euros	Notas	Liquidez	
		31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	840	2.106
Disponible Incondicional en Líneas de Crédito y Préstamos[1]		5.704	7.921
TOTAL		**6.544**	**10.027**

[1] A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 2.125 millones de euros y 3.525 millones de euros, respectivamente, corresponden a las líneas de crédito comprometidas e irrevocables disponibles con Enel Finance International, N.V. (véase Nota 46.1.3).

40.4.2. Principales operaciones financieras

Durante el ejercicio 2024 las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

- Endesa ha registrado un nuevo programa de pagarés denominado «*Endesa, S.A. SDG 13 Euro Commercial Paper Programme*» (ECP) por importe de 5.000 millones de euros cuya duración es de 5 años con renovaciones anuales, sin saldo vivo nominal a 31 de diciembre de 2024. Este Programa incorpora objetivos de Sostenibilidad.
- Se han formalizado las siguientes operaciones financieras:

Millones de Euros

Operaciones	Contraparte	Fecha de Firma	Fecha de Vencimiento	Importe
Préstamo[1]	Ibercaja, S.A.	30 de enero de 2024	31 de julio de 2027	50
Línea de Crédito [2] [3]	Caixabank, S.A.	20 de marzo de 2024	20 de marzo de 2028	600
Línea de Crédito [2] [3]	Deutsche Bank, S.A.	20 de marzo de 2024	20 de marzo de 2028	70
Línea de Crédito [2] [3]	BBVA, S.A.	21 de marzo de 2024	20 de marzo de 2028	300
Línea de Crédito [2] [3]	Kutxabank, S.A.	21 de marzo de 2024	21 de marzo de 2028	250
Línea de Crédito [2] [3]	Bankinter, S.A.	22 de marzo de 2024	22 de marzo de 2028	175
Línea de Crédito [2] [3]	Unicaja, S.A.	25 de marzo de 2024	25 de marzo de 2028	100
Línea de Crédito [2] [3]	Sabadell, S.A.	26 de marzo de 2024	26 de marzo de 2028	100
Línea de Crédito [2] [3]	Ibercaja, S.A.	26 de marzo de 2024	26 de marzo de 2028	90
Línea de Crédito [2] [3]	Enel Finance International N.V.	28 de mayo de 2024	28 de mayo de 2028	1.000
Préstamo [3]	BBVA, S.A.	2 de agosto de 2024	17 de diciembre de 2027	125
Préstamo [2] [3]	BBVA, S.A.	2 de agosto de 2024	17 de diciembre de 2027	225
TOTAL				**3.085**

644

[1] Renovación de préstamos y líneas de crédito existentes.
[2] Las condiciones crediticias de estas operaciones están ligadas a objetivos de Sostenibilidad desde el punto de vista medioambiental para el periodo 2024-2026 en función de la proporción de inversiones según Taxonomía de la Unión Europea (UE).
[3] Operaciones financieras que cumplen con el alineamiento de actividades del Reglamento de la Taxonomía de la Unión Europea (UE).

- Adicionalmente, con fecha 29 de octubre de 2024, se han desembolsado 2 operaciones firmadas con el Banco Europeo de Inversiones en 2023 por un importe total de 450 millones de euros.

40.4.3. 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 2024 ni Endesa, S.A. ni ninguna de sus filiales se encuentra 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 2024.

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 vivas de Endesa, S.A. (12 millones de euros a 31 de diciembre de 2024), los compromisos de las emisiones de bonos vivas 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 vivas 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 vivas 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 «pari 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 que contiene la deuda financiera de Endesa, S.A. más significativas son las siguientes:

Millones de Euros			Deuda Nominal	
Cláusulas	**Operaciones**	**Estipulaciones**	**31 de diciembre de 2024**	**31 de diciembre de 2023**
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.	2.961	2.689
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.	6.486[11]	9.214[11]
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[12].	6.125[13]	6.013[13]
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 (CO2) a determinadas fechas, o en función de la proporción de las Inversiones según Taxonomía de la Unión Europea (UE) para distintos periodos[14].	7.829	7.912

[11] A 31 de diciembre de 2024 el importe formalizado asciende a 8.611 millones de euros (13.189 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).
[12] Por encima de dichos porcentajes las restricciones sólo aplicarían, con carácter general, si no se recibiera contraprestación equivalente o si la solvencia de Endesa, S.A. se viera afectada negativa y significativamente.
[13] A 31 de diciembre de 2024 el importe formalizado asciende a 9.690 millones de euros (10.428 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).
[14] El incumplimiento de dichas estipulaciones implica, únicamente, la modificación de sus condiciones de financiación.

Filiales del negocio renovable

A 31 de diciembre de 2024 determinadas filiales de renovables de Endesa financiadas a través de «*project finance*» mantienen deuda financiera por importe de 32 millones de euros que incluye las siguientes cláusulas (39 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véanse Notas 20.4, 34.1.13 y 47).

Cláusulas	Operaciones	Estipulaciones
Relacionadas con el Cambio de Control	Operaciones de Préstamos suscritas para la Financiación de Proyectos y Derivados asociados[1].	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.	Prenda de acciones dadas en garantía del cumplimiento de las obligaciones marcadas por contrato a favor de las entidades financieras acreedoras[2].
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 33).

[1] Con valor de mercado neto de 1 millón de euros, positivos, a 31 de diciembre de 2024 (1 millón de euros, positivo, a 31 de diciembre de 2023).
[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 2024 no existe incumplimiento de dichos ratios.

40.4.4. Otras consideraciones

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Intereses de Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2024						
Instrumento	**Total**	**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	–	–
TOTAL	**1.669**	**342**	**325**	**282**	**169**	**94**	**457**

Millones de Euros	Intereses de Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2023						
Instrumento	**Total**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Obligaciones y otros Valores Negociables	6	1	1	1	1	1	1
Deudas con Entidades de Crédito	1.039	203	187	165	147	94	243
Otras Deudas Financieras	909	228	150	146	121	54	210
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso	374	40	36	33	29	26	210
Otras	535	188	114	113	92	28	–
TOTAL	**1.954**	**432**	**338**	**312**	**269**	**149**	**454**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

40.5. Pérdidas y ganancias por categorías de activos y pasivos financieros

40.5.1. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el importe de los beneficios y pérdidas netas por categorías de activos y pasivos financieros es el siguiente:

Millones de Euros	2024		2023	
	(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[1]	(205)	–	(264)	–
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado[2]	934	–	2.097	–
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado de Otro Resultado Global	–	–	–	–
Derivados de Cobertura[3]	916	187	1.241	3.909
TOTAL	**1.645**	**187**	**3.074**	**3.909**

[1] Corresponde a pérdidas netas de deterioro pendientes de cobrar (véanse Notas 15.2 y 16.1).
[2] Corresponde a ingresos por variación de derivados de materias energéticas y derivados financieros (véanse Notas 9, 10.1, 10.3, 11 y 16.2).
[3] Corresponde a ingresos por cobertura de flujos de efectivo y valor razonable (véanse Notas 11 y 16.2).

40.5.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros es el siguiente:

Millones de Euros	2024		2023	
	(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[1]	(471)	–	(505)	–
Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Estado del Resultado[2]	(1.324)	–	(3.532)	–
Derivados de Cobertura[3]	(1.280)	–	(2.851)	–
TOTAL	**(3.075)**	**–**	**(6.888)**	**–**

[1] Corresponde a gastos financieros por deuda (véase Nota 16.1).
[2] Corresponde a gastos por variación de derivados de materias energéticas y derivados financieros (véanse Notas 9, 10.1, 10.3, 11 y 16.2).
[3] Corresponde a gastos por cobertura de flujos de efectivo y valor razonable (véanse Notas 11 y 16.2).

41. 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 2024.

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 2024).

41.1. Riesgo de tipo de interés

648

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 2024 y 2023 la estructura de riesgo de tipo de interés, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

Millones de Euros	Posición Neta			
	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Antes de Derivados	Después de Derivados	Antes de Derivados	Después de Derivados
Tipo de Interés Fijo	6.604	6.586	9.771	9.734
Tipo de Interés Variable	2.731	2.712	630	671
TOTAL	**9.335**	**9.298**	**10.401**	**10.405**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el tipo de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de Endesa es, fundamentalmente, Euribor.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle del valor nocional de los derivados por tipo de interés es el siguiente:

Millones de Euros	Nocional Neto	
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	**2024**	**2023**
Permutas de Tipo Interés		
Permutas de Tipo Interés Fijo a Variable	1.172	1.256
Permutas de Tipo Interés Variable a Fijo	687	1.187
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS	**1.859**	**2.443**

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	Variación de Puntos Básicos	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global Consolidado	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global Consolidado
Gastos Financieros de la Deuda Bruta Variable Después de Derivados					
Aumento del Tipo de Interés	+25	10	–	16	–
Reducción del Tipo de Interés	-25	(10)	–	(16)	–
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Valor Razonable					
Aumento del Tipo de Interés	+25	(4)	–	(6)	–
Reducción del Tipo de Interés	-25	4	–	6	–
De Flujos de Efectivo					
Aumento del Tipo de Interés	+25	–	12	–	14
Reducción del Tipo de Interés	-25	–	(12)	–	(14)
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Aumento del Tipo de Interés	+25	–	–	–	–
Reducción del Tipo de Interés	-25	–	–	–	–

41.2. 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 2024 y 2023 el detalle del valor nocional de los derivados por tipo de cambio es el siguiente:

Millones de Euros	Nocional Neto	
DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO	**2024**	**2023**
Contratos de Divisa de Materias Energéticas		
Contratos a Plazo/ Futuros	2.282	3.018
Otros Contratos		
Contratos a Plazo / Futuros	33	534
Total Contratos a Plazo / Futuros	**2.315**	**3.552**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO	**2.315**	**3.552**

650

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Variación Porcentual	31 de diciembre de 2024 Estado del Resultado Consolidado	31 de diciembre de 2024 Estado de Otro Resultado Global Consolidado	31 de diciembre de 2023 Estado del Resultado Consolidado	31 de diciembre de 2023 Estado de Otro Resultado Global Consolidado
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Flujos de Caja					
Depreciación del Euro	10 %	–	201	–	304
Apreciación del Euro	10 %	–	(165)	–	(249)
De Valor Razonable					
Depreciación del Euro	10 %	–	–	–	–
Apreciación del Euro	10 %	–	–	–	–
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Depreciación del Euro	10 %	(3)	–	(6)	–
Apreciación del Euro	10 %	3	–	5	–

41.3. 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_2) 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 2024 y a 31 de diciembre de 2023, clasificadas por tipología de instrumento:

Millones de Euros	Nocional	
DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**2024**	**2023**
Permutas Financieras	5.452	6.870
Contratos a Plazo/ Futuros	4.750	5.488
Opciones	653	741
TOTAL DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**10.855**	**13.099**

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
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 %	–	(75)	15 %	–	(198)
	-15 %	–	75	-15 %	–	198
Derivados de Electricidad	15 %	–	139	15 %	–	284
	-15 %	–	(139)	-15 %	–	(284)
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	15 %	–	(62)	15 %	–	(127)
	-15 %	–	62	-15 %	–	127

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
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 %	(35)	–	15 %	4	–
	-15 %	35	–	-15 %	(4)	–
Derivados de Electricidad	15 %	(43)	–	15 %	(7)	–
	-15 %	43	–	-15 %	7	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	15 %	2	–	15 %	–	–
	-15 %	(2)	–	-15 %	–	–

652

41.4. 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 40.3 y 43, respectivamente.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

La función de tesorería está centralizada en Endesa S.A. y Endesa Financiación Filiales, S.A.U., realizándose previsiones 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 2024 se describe en la Nota 40.4.1.

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 40.4.2).

La información relativa al desglose del valor nominal de la deuda financiera de Endesa por vencimientos se detalla en la Nota 40.3.

41.5. 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 debido a la reducción de los precios energéticos frente al año anterior. 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 32).

A 31 de diciembre de 2024, la deuda vencida de clientes por ventas y prestación de servicios y otros deudores asciende a 915 millones de euros, lo que representa 19,4 días de facturación equivalente (1.254 millones de euros y 21,2 días de facturación equivalente, respectivamente, a 31 de diciembre de 2023).

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 2024, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo Enel asciende a 400 millones de euros (300 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).
	• 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 2024, el 93 % de la exposición total de las operaciones contratadas corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a «A-» (96 % a 31 de diciembre de 2023).
	• El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre materias energéticas es limitado. A 31 de diciembre de 2024, y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de materias energéticas resulta inferior a 211 millones de euros (inferior a 520 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).
	• A 31 de diciembre de 2024 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 330 millones de euros, y ninguna contraparte acumula más del 16 % del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros (538 millones de euros y 31 % del total, respectivamente, a 31 de diciembre de 2023).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 existen avales, cartas de garantía y prendas recibidos en garantía de operaciones de naturaleza comercial, conforme al siguiente detalle:

654

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
«*Business to Business*» (B2B)	256	237
Contrapartes en los Mercados de Materias Energéticas	441	148
TOTAL	**697**	**385**

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 no se han ejecutado avales, cartas de garantía o prendas en relación a operaciones de naturaleza comercial por importe significativo.

Análisis del riesgo por contraparte

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 contatos con clientes ni de otros activos no corrientes, es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	**840**	**2.106**
A+		764	501
A		36	487
A-		26	404
BBB+		10	215
BBB		1	389
BBB-		2	110
Contraparte Sin Calificación Crediticia		1	–
Instrumentos de Patrimonio	40.1.2	**6**	**6**
A-		3	3
Contraparte Sin Calificación Crediticia		3	3
Instrumentos Financieros Derivados	43	**918**	**1.933**
AAA		452	505
AA-		1	10
A+		31	10
A		66	306
A-		118	207
BBB+		4	57
BBB		6	7
BBB-		–	87
BB+		–	16
BB		47	413
BB-		22	29
B+		1	1
B-		1	87
CCC+		8	1
CCC-		86	21
CC		73	175
D		–	1
Contraparte Sin Calificación Crediticia		2	–
Garantías Financieras Registradas en Activo	40.1.1	**351**	**1.220**
AAA		309	1.201
A+		34	–
A		8	–
Contraparte Sin Calificación Crediticia		–	19
Activos Financieros[1]		**1.446**	**1.214**
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	6 y 40.1.1	201	–
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	6 y 40.1.1	364	558
Limitación del Incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de Gas	6 y 40.1.1	–	5
Fianzas y Depósitos	40.1.1	433	434
Créditos al Personal	40.1.1	92	94
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	40.1.1 y 40.2	77	71
Retribución a la Inversión en Energías Renovables		73	–
Otros Activos Financieros	40.1.1	230	76
Corrección por Deterioro		(24)	(24)
TOTAL		**3.561**	**6.479**

[1] Incluye, fundamentalmente, cuentas a cobrar con Administraciones Públicas, así como cuentas a cobrar con contrapartes que no disponen de calificación crediticia.

655

41.6. 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	• Tipología de clientes: grandes clientes industriales, empresas de tamaño medio y clientes de tipo residencial, tanto clientes privados como Administraciones Públicas. • Actividad económica de los clientes: actividad comercial con clientes que actúan en diferentes sectores. • Tipología de productos comercializados: electricidad, gas natural y otros productos y servicios.

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.

A 31 de diciembre de 2024, las cuentas por cobrar de los 10 mayores clientes (Grupo Empresarial) representan menos del 21,3 % del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más del 3,7 % del total a dicha fecha (32,1 % y 9,1 %, respectivamente, a 31 de diciembre de 2023).

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 2024 los 10 mayores proveedores no representan más del 21,4 % del total (28,1 % del total a 31 de diciembre de 2023).

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).

41.7. Riesgo de compromisos de compra de materias energéticas

A 31 de diciembre de 2024 el importe de los compromisos de compras de existencias asciende a 18.252 millones de euros (18.848 millones de euros a 31 de diciembre de 2023), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «*take or pay*» (véase Nota 31.3).

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.



42. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes compensados y no compensados objeto de compensación es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024					
		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	
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	–	–	–	–	–	–
Otros Activos Financieros no Corrientes	28	829	–	829	–	–	829
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	377	–	377	(22)	42	397
Otros Activos no Corrientes	29	486	–	486	–	–	486
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO NO CORRIENTE		**1.692**	**–**	**1.692**	**(22)**	**42**	**1.712**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores [1]	30	4.194	–	4.194	(232)	–	3.962
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	12	–	12	–	–	12
Otros Activos Financieros Corrientes	30	974	–	974	–	(2)	972
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	541	–	541	(79)	–	462
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	33	840	–	840	–	–	840
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO CORRIENTE		**6.561**	**–**	**6.561**	**(311)**	**(2)**	**6.248**

[1] No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023					
					Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
	Notas	Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Activos no Corrientes de Contratos con Clientes	37.1	–	–	–	–	–	–
Otros Activos Financieros no Corrientes	28	663	–	663	–	–	663
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	879	–	879	(564)	–	315
Otros Activos no Corrientes	29	386	–	386	–	–	386
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO NO CORRIENTE		**1.928**	**–**	**1.928**	**(564)**	**–**	**1.364**
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores[1]	33	4.912	–	4.912	(284)	–	4.628
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	37.1	4	–	4	–	–	4
Otros Activos Financieros Corrientes	30	1.777	–	1.777	–	(835)	942
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	1.054	–	1.054	(775)	–	279
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	35	2.106	–	2.106	–	–	2.106
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE ACTIVO CORRIENTE		**9.853**	**–**	**9.853**	**(1.059)**	**(835)**	**7.959**

[1] No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

659

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024					
					Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
	Notas	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	37.2	4.413	–	4.413	–	–	4.413
Deuda Financiera no Corriente	40.3	9.881	–	9.881	–	–	9.881
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	43	336	–	336	(64)	–	272
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	38	64	–	64	–	–	64
Otros Pasivos no Corrientes	37	574	–	574	–	–	574
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO NO CORRIENTE		**15.268**	**–**	**15.268**	**(64)**	**–**	**15.204**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	37.2	487	–	487	–	–	487
Deuda Financiera Corriente	40.3	613	–	613	–	–	613
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	43	656	–	656	3	–	659
Otros Pasivos Financieros Corrientes	38	97	–	97	–	–	97
Proveedores y Otros Acreedores[1]	39	5.149	–	5.149	(232)	–	4.917
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO CORRIENTE		**7.002**	**–**	**7.002**	**(229)**	**–**	**6.773**

[1] No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023					
					Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		
	Notas	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Instrumento Financiero	Garantías Financieras	Importe Neto
Pasivos no Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	4.348	–	4.348	–	–	4.348
Deuda Financiera no Corriente	40.3	9.636	–	9.636	–	–	9.636
Instrumentos Financieros Derivados no Corrientes	41	544	–	544	(372)	–	172
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	39	8	–	8	–	–	8
Otros Pasivos no Corrientes	37	578	–	578	–	–	578
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO NO CORRIENTE		**15.114**	**–**	**15.114**	**(372)**	**–**	**14.742**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27.1	427	–	427	–	–	427
Deuda Financiera Corriente	40.3	4.091	–	4.091	–	(228)	3.863
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	41	1.673	–	1.673	(1.574)	–	99
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	104	–	104	–	–	104
Proveedores y Otros Acreedores [1]	29	6.242	–	6.242	(284)	–	5.958
TOTAL INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE PASIVO CORRIENTE		**12.537**	**–**	**12.537**	**(1.858)**	**(228)**	**10.451**

[1] No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.



EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

43. Instrumentos financieros derivados

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle del epígrafe «*Instrumentos Financieros Derivados*» del Estado de Situación Financiera Consolidado es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros Derivados de Activo	377	541	879	1.054
Instrumentos Financieros Derivados de Pasivo	336	656	544	1.673

Endesa, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita en la Nota 41, 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 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**12**	**12**	**2**	**3**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés	12	12	2	3	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	**2.266**	**4.493**	**332**	**797**	**3.162**	**3.252**	**368**	**696**
Tipo de Interés	622	706	39	54	–	–	–	–
Tipo de Cambio	715	312	38	3	1.252	900	70	32
Materias Energéticas	929	3.475	255	740	1.910	2.352	298	664
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**361**	**483**	**43**	**79**	**1.678**	**1.310**	**173**	**358**
Tipo de Cambio	21	76	–	–	50	12	4	1
Materias Energéticas	340	407	43	79	1.628	1.298	169	357
TOTAL	**2.639**	**4.988**	**377**	**879**	**4.840**	**4.562**	**541**	**1.054**

Millones de Euros	Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**675**	**675**	**16**	**27**	**–**	**500**	**–**	**16**
Tipo de Interés	675	675	16	27	–	500	–	16
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	**2.536**	**2.839**	**271**	**414**	**2.551**	**3.161**	**502**	**1.138**
Tipo de Interés	550	550	20	18	–	–	–	–
Tipo de Cambio	–	1.164	–	23	174	522	3	12
Materias Energéticas	1.986	1.125	251	373	2.377	2.639	499	1.126
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**324**	**442**	**49**	**103**	**1.464**	**1.927**	**154**	**519**
Tipo de Cambio	21	64	–	–	82	502	7	8
Materias Energéticas	303	378	49	103	1.382	1.425	147	511
TOTAL	**3.535**	**3.956**	**336**	**544**	**4.015**	**5.588**	**656**	**1.673**

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.

662

43.1. Instrumentos financieros derivados designados como instrumentos de cobertura

A 31 de diciembre de 2024 Endesa ha revisado que sigue cumpliendo con los criterios establecidos por la normativa para aplicar la contabilidad de coberturas.

Durante el ejercicio 2024 no se han producido interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo.

Durante el ejercicio 2023 se produjeron interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo por un importe de 28 millones de euros de ingreso debido, entre otros, a la cancelación, en septiembre 2023, de un préstamo con Caixabank, S.A. y en consecuencia los derivados asociados al mismo.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

43.1.1. Riesgo de tipo de interés

Vencimiento

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024		Vencimiento						
		2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	–	–	250	–	–	922	1.172
	Tipo de Interés Medio (%)	–	–	3,0	–	–	1,6	

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2023		Vencimiento						
		2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	–	–	–	250	–	1.006	1.256
	Tipo de Interés Medio (%)	–	–	–	3,0	–	2,3	

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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 2024		Vencimiento						
		2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	–	–	675	–	–	12	687
	Tipo de Interés Medio (%)	–	–	1,9	–	–	5,7	

Derivados de Cobertura de Valor Razonable a 31 de diciembre de 2023		Vencimiento						
		2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Permutas de Tipo de Interés «IRS» en Euros	Nocional (millones de euros)	500	–	–	675	–	12	1.187
	Tipo de Interés Medio (%)	0,1	–	–	1,9	–	5,7	

Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el desglose de los derivados de cobertura de tipo de interés, por designación y clasificado por tipo de elemento cubierto, es el siguiente:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024					
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
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja		**1.172**	**19**	**622**	**39**	**550**	**20**
Permutas de Tipo Interés	Financiación a Tipo Variable	1.172	19	622	39	550	20
Derivados de Cobertura de Valor Razonable		**687**	**(14)**	**12**	**2**	**675**	**16**
Permutas de Tipo Interés	Obligaciones a Tipo Fijo	12	2	12	2	–	–
	Financiación a Tipo Fijo	675	(16)	–	–	675	16
Total Permutas de Tipo Interés		**1.859**	**5**	**634**	**41**	**1.225**	**36**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS		**1.859**	**5**	**634**	**41**	**1.225**	**36**

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023					
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
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja		**1.256**	**36**	**706**	**54**	**550**	**18**
Permutas de Tipo Interés	Financiación a Tipo Variable	1.256	36	706	54	550	18
Derivados de Cobertura de Valor Razonable		**1.187**	**(40)**	**12**	**3**	**1.175**	**43**
Permutas de Tipo Interés	Obligaciones a Tipo Fijo	12	3	12	3	–	–
	Financiación a Tipo Fijo	1.175	(43)	–	–	1.175	43
Total Permutas de Tipo Interés		**2.443**	**(4)**	**718**	**57**	**1.725**	**61**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS		**2.443**	**(4)**	**718**	**57**	**1.725**	**61**

664

Estratificación flujos de caja esperados

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**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)
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**(14)**	**(13)**	**(4)**	**(5)**	**–**	**–**	**1**
Valor Razonable Positivo	2	–	1	–	–	–	1
Valor Razonable Negativo	(16)	(13)	(5)	(5)	–	–	–

Millones de Euros	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
DERIVADOS DE TIPO DE INTERÉS Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	**36**	**24**	**5**	**3**	**2**	**4**	**8**
Valor Razonable Positivo	54	21	10	8	7	6	13
Valor Razonable Negativo	(18)	3	(5)	(5)	(5)	(2)	(5)
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	**(40)**	**(41)**	**(9)**	**(5)**	**(4)**	**–**	**1**
Valor Razonable Positivo	3	–	–	–	–	–	1
Valor Razonable Negativo	(43)	(41)	(9)	(5)	(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:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			2024			
	Nocional Neto	**Valor Razonable Activo[1]**	**Valor Razonable Pasivo[2]**	**Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global**	**Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[3][4]**	**Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[4][5]**	**Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Permutas de Tipo Interés	1.172	39	(20)	(19)	25	–	2
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA	**1.172**	**39**	**(20)**	**(19)**	**25**	**–**	**2**

665

[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.

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023			2023			
	Nocional Neto	**Valor Razonable Activo[1]**	**Valor Razonable Pasivo[2]**	**Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global**	**Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[3][4]**	**Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[4][5]**	**Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Permutas de Tipo Interés	1.256	54	(18)	(70)	44	22	(3)
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA	**1.256**	**54**	**(18)**	**(70)**	**44**	**22**	**(3)**

[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 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 (20 % a 31 de diciembre de 2023). Considerando también las coberturas de valor razonable, a 31 de diciembre de 2024 este porcentaje es del 39 % (29 % a 31 de diciembre de 2023).

Efecto de los derivados de cobertura de valor razonable en los Estados Financieros Consolidados

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el efecto de los derivados de cobertura de valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado, ha sido el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024		
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]
Derivados de Cobertura de Valor Razonable			
Permutas de Tipo Interés	687	2	(16)
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE VALOR RAZONABLE	**687**	**2**	**(16)**

[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.

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023		
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo [1]	Valor Razonable Pasivo [2]
Derivados de Cobertura de Valor Razonable			
Permutas de Tipo Interés	1.187	3	(43)
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE VALOR RAZONABLE	**1.187**	**3**	**(43)**

[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 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	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
Derivados de Cobertura de Valor Razonable						
Deuda a Plazo Fijo	665	(22)	13	654	(33)	24
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE VALOR RAZONABLE	**665**	**(22)**	**13**	**654**	**(33)**	**24**

Durante los ejercicios 2024 y 2023, 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:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros	Notas	2024		2023	
		Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	18.1	6	35	–	43
Derivados[1]	18.2	28	–	44	–
TOTAL		**34**	**35**	**44**	**43**

[1] Sin liquidaciones.

43.1.2. Riesgo de tipo de cambio

Vencimiento

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle del valor nocional 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 2024		Vencimiento						
		2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	Total
Contratos a Plazo/ Futuros Tipo de Cambio EUR/USD	Nocional (Millones de Euros)	1.426	714	1	–	–	–	2.141
	Tipo de Cambio Medio EUR/USD	1,10	1,13	1,10	–	–	–	

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2023		Vencimiento						
		2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes	Total
Contratos a Plazo/ Futuros Tipo de Cambio EUR/USD	Nocional (Millones de Euros)	1.422	960	496	–	–	–	2.898
	Tipo de Cambio Medio EUR/USD	1,12	1,11	1,13	–	–	–	

Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle del valor nocional 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 2024					
DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
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	–	–
Total Contratos a Plazo/ Futuros		**2.141**	**105**	**1.967**	**108**	**174**	**3**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		**2.141**	**105**	**1.967**	**108**	**174**	**3**

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023					
DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Valor Razonable Activo	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros Divisas	Contratos de Divisa de Materias Primas	2.875	–	1.199	35	1.676	35
	Otros Contratos	23	–	13	–	10	–
Total Contratos a Plazo/ Futuros		**2.898**	**–**	**1.212**	**35**	**1.686**	**35**
TOTAL DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO		**2.898**	**–**	**1.212**	**35**	**1.686**	**35**

Estratificación flujos de caja esperados

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2024	2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Flujo de Caja	**105**	**67**	**38**	**–**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	108	70	38	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	(3)	(3)	–	–	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Valor Razonable	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	–	–	–	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	–	–	–	–	–	–	–

668

Millones de Euros	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	31 de diciembre de 2023	2024	2025	2026	2027	2028	Siguientes
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Flujo de Caja	**–**	**22**	**(16)**	**(6)**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	35	33	2	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	(35)	(11)	(18)	(6)	–	–	–
Derivados de Tipo de Cambio – Cobertura de Valor Razonable	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Valor Razonable Positivo	–	–	–	–	–	–	–
Valor Razonable Negativo	–	–	–	–	–	–	–

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:

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			2024			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo[1]	Valor Razonable Pasivo[2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[3][4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[4][5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia[4]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros de Tipo de Cambio	2.141	108	(3)	104	57	–	–
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA	**2.141**	**108**	**(3)**	**104**	**57**	**–**	**–**

[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.

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023			2023			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo[1]	Valor Razonable Pasivo[2]	Cambios en el Valor Razonable en el Estado de Otro Resultado Global	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[3][4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global al Estado del Resultado[4][5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia[4]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Contratos a Plazo/ Futuros de Tipo de Cambio	2.898	35	(35)	(100)	63	–	–
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA	**2.898**	**35**	**(35)**	**(100)**	**63**	**–**	**–**

[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.

669

43.1.3. Riesgo de materias energéticas

Vencimiento

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle del valor nocional y el precio medio de los derivados de cobertura de materias energéticas desglosados por vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros			Vencimiento						
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2024			2025	2026	2027	2028	2029	Siguientes	Total
Permutas Financieras									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	381	12	–	–	–	–	393
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	77,7	70,4	–	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	390	73	–	–	–	–	463
		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	–
Contratos a Plazo/ Futuros									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	–	–	–	–	–	–	–
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	–	–	–	–	–	–	–
	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)	40,1	33,8	27,4	–	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	494	47	–	–	–	–	541
		Precio Medio (€/TM)	82,5	69,3	–	–	–	–	–
Opciones									
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	–	–	–	–	–	36	36
		Precio Medio (€/MWh)	–	–	–	–	–	26,7	–
TOTAL NOCIONAL			**4.457**	**1.645**	**156**	**150**	**148**	**636**	**7.202**



Millones de Euros			Vencimiento						
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja a 31 de diciembre de 2023			**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**	**Total**
Permutas Financieras									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	493	106	11	–	–	–	610
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	75,3	78,4	69,4	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	410	366	68	–	–	–	844
		Precio Medio (USD/MBTU)	3,7	4,2	4,1	–	–	–	–
	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	525	–	–	–	–	–	525
		Precio Medio (USD/TM)	682,2	–	–	–	–	–	–
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.137	1.338	228	–	–	–	2.703
		Precio Medio (€/MWh)	61,5	56,1	35,5	–	–	–	–
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	128	106	100	93	90	286	803
		Precio Medio (€/MWh)	79,3	42,5	37,1	35,0	34,1	32,1	–
Contratos a Plazo/ Futuros									
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	Barriles	Nocional (Millones de Euros)	72	–	–	–	–	–	72
		Precio Medio (USD/Miles de Barriles)	79,9	–	–	–	–	–	–
	MBTU	Nocional (Millones de Euros)	6,0	25,0	176,0	–	–	–	207,0
		Precio Medio (USD/MBTU)	3,1	3,4	4,0	–	–	–	–
	MWh	Nocional (Millones de Euros)	1.757	303	451	–	–	–	2.511
		Precio Medio (€/MWh)	72,0	50,9	36,7	–	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	Toneladas Métricas	Nocional (Millones de Euros)	445	337	21	–	–	–	803
		Precio Medio (€/TM)	91,9	92,9	84,5	–	–	–	–
Opciones									
Derivados de Electricidad	MWh	Nocional (Millones de Euros)	19	34	39	39	40	342	513
		Precio Medio (€/MWh)	33,6	33,7	33,8	33,8	33,8	33,3	–
TOTAL NOCIONAL			**4.992**	**2.615**	**1.094**	**132**	**130**	**628**	**9.591**



Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle del valor nocional y el valor razonable de los derivados de cobertura de materias energéticas, clasificado por tipo de materia prima, es el siguiente:

Millones de Euros	Activo				Pasivo			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
Derivados de Materias Energéticas	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja								
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	**1.912**	**3.997**	**259**	**880**	**3.266**	**3.475**	**632**	**1.273**
Permutas Financieras	487	2.763	41	613	2.199	1.919	389	430
Contratos a Plazo/ Futuros	1.425	1.234	218	267	1.067	1.556	243	843
Derivados de Electricidad	**507**	**1.190**	**216**	**433**	**976**	**126**	**94**	**224**
Permutas Financieras	471	677	207	353	976	126	94	162
Opciones	36	513	9	80	–	–	–	62
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	**420**	**640**	**78**	**91**	**121**	**163**	**24**	**2**
Contratos a Plazo/ Futuros	420	640	78	91	121	163	24	2
TOTAL DERIVADOS DE MATERIAS ENERGÉTICAS	**2.839**	**5.827**	**553**	**1.404**	**4.363**	**3.764**	**750**	**1.499**

Estratificación valor razonable

672

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros	Estratificación Valor Razonable						
Valor Razonable	**31 de diciembre de 2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Siguientes**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
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_2)	54	58	(4)	–	–	–	–

Millones de Euros	Estratificación Valor Razonable						
Valor Razonable	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(393)	(567)	115	59	–	–	–
Derivados de Electricidad	209	51	26	22	26	29	55
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	89	54	35	–	–	–	–

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			2024			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo[1]	Valor Razonable Pasivo[2]	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[3][4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado[4][5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia[4]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	5.178	259	632	243	(532)	–	162
Derivados de Electricidad	1.483	216	94	(102)	(70)	–	4
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	541	78	24	(39)	–	–	3
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA	**7.202**	**553**	**750**	**102**	**(602)**	**–**	**169**

673

[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.

Millones de Euros	31 de diciembre de 2023			2023			
	Nocional Neto	Valor Razonable Activo[1]	Valor Razonable Pasivo[2]	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[3][4]	Importe Reclasificado del Estado de Otro Resultado Global Consolidado al Estado del Resultado Consolidado[4][5]	Cambios en el Valor Razonable Reconocidos en el Estado del Resultado por Ineficacia[4]
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	7.472	880	1.273	4.465	(1.473)	6	166
Derivados de Electricidad	1.316	433	224	(443)	(456)	–	34
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	803	91	2	59	–	–	–
TOTAL DERIVADOS DE COBERTURA DE FLUJOS DE CAJA	**9.591**	**1.404**	**1.499**	**4.079**	**(1.929)**	**6**	**200**

[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.

43.2. Instrumentos financieros derivados no designados como instrumentos de cobertura

Vencimiento

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle del valor nocional, desglosado por vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros	Estratificación Valor Nocional						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Siguientes**
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_2)	324	321	3	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	8	4	3	1	–	–	–

Millones de Euros	Estratificación Valor Nocional						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Tipo de Cambio	654	514	101	39	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	3.325	2.572	735	18	–	–	–
Derivados de Electricidad	110	89	17	2	2	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	48	41	7	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	25	21	3	1	–	–	–

674

Elemento de cobertura

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle del valor nocional y valor razonable de los derivados no designados contablemente como instrumentos de cobertura desglosados por tipología y por elemento cubierto, es el siguiente:

Millones de Euros	Activo				Pasivo			
	Nocional		Valor Razonable		Nocional		Valor Razonable	
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Derivados sobre el Tipo de Cambio	**71**	**88**	**4**	**1**	**103**	**566**	**7**	**8**
Futuros de Divisa a Plazo	71	88	4	1	103	566	7	8
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	**1.708**	**1.595**	**199**	**411**	**1.550**	**1.730**	**189**	**598**
Permutas Financieras	671	889	52	278	586	391	70	133
Contratos a Plazo/de Futuros	954	479	145	131	578	1.339	101	465
Opciones	83	227	2	2	386	–	18	–
Derivados de Electricidad	**36**	**81**	**3**	**21**	**27**	**29**	**1**	**9**
Permutas Financieras	36	81	3	21	26	24	1	2
Contratos a Plazo/de Futuros	–	–	–	–	–	4	–	6
Opciones	–	–	–	–	1	1	–	1
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	**220**	**20**	**8**	**2**	**104**	**28**	**4**	**2**
Contratos a Plazo/de Futuros	73	20	7	2	104	28	4	2
Opciones	147	–	1	–	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	**4**	**9**	**2**	**2**	**4**	**16**	**2**	**5**
Contratos a Plazo/de Futuros	4	9	2	2	4	16	2	5
TOTAL	**2.039**	**1.793**	**216**	**437**	**1.788**	**2.369**	**203**	**622**

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.

675

Millones de Euros	Estratificación Valor Razonable						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Siguientes**
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_2)	4	4	–	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	–	–	–	–	–	–	–

Millones de Euros	Estratificación Valor Razonable						
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	**31 de diciembre de 2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**Siguientes**
Derivados de Tipo de Cambio	(8)	(8)	–	–	–	–	–
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	(187)	(164)	(21)	(2)	–	–	–
Derivados de Electricidad	12	12	1	(1)	–	–	–
Derivados de Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)	–	–	–	–	–	–	–
Derivados de Garantías de Origen y otros Certificados Ambientales	(3)	(2)	–	(1)	–	–	–

44. Medición a valor razonable

44.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024							
		Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos de Patrimonio	40.1	**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		39	–	39	–	–	–	–	–
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	30.1 y 30.2	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
TOTAL		**383**	**69**	**96**	**218**	**541**	**379**	**162**	**–**

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023							
		Activo no Corriente				Activo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos de Patrimonio	40.1	**6**	**–**	**–**	**6**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	43	**3**	**–**	**3**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés		3	–	3	–	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	43	**797**	**161**	**301**	**335**	**696**	**198**	**404**	**94**
Tipo de Interés		54	–	54	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		3	–	3	–	32	–	32	–
Materias Energéticas		740	161	244	335	664	198	372	94
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	43	**79**	**25**	**54**	**–**	**358**	**108**	**250**	**–**
Tipo de Cambio		–	–	–	–	1	–	1	–
Materias Energéticas		79	25	54	–	357	108	249	–
Existencias	30.1 y 30.2	**–**	**–**	**–**	**–**	**3**	**–**	**3**	**–**
TOTAL		**885**	**186**	**358**	**341**	**1.057**	**306**	**657**	**94**

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Durante los ejercicios 2024 y 2023 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, 3.2h.5 y 3.2p).

44.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024				31 de diciembre de 2023			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	6.2 y 12.1	6	–	–	6	72	–	–	72

44.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024							
		Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Obligaciones y otros Valores Negociables	40.3	**14**	**–**	**14**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	43	**16**	**–**	**16**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Tipo de Interés		16	–	16	–	–	–	–	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	43	**271**	**99**	**83**	**89**	**502**	**167**	**335**	**–**
Tipo de Interés		20	–	20	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		–	–	–	–	3	–	3	–
Materias Energéticas		251	99	63	89	499	167	332	–
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	43	**49**	**22**	**27**	**–**	**154**	**84**	**70**	**–**
Tipo de Cambio		–	–	–	–	7	–	7	–
Materias Energéticas		49	22	27	–	147	84	63	–
TOTAL		**350**	**121**	**140**	**89**	**656**	**251**	**405**	**–**

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023							
		Pasivo no Corriente				Pasivo Corriente			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Obligaciones y otros Valores Negociables	40.3	**14**	**–**	**14**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	43	**27**	**–**	**27**	**–**	**16**	**–**	**16**	**–**
Tipo de Interés		27	–	27	–	16	–	16	–
Derivados de Cobertura de Flujos de Efectivo	43	**414**	**43**	**194**	**177**	**1.138**	**802**	**294**	**42**
Tipo de Interés		18	–	18	–	–	–	–	–
Tipo de Cambio		23	–	23	–	12	–	12	–
Materias Energéticas		373	43	153	177	1.126	802	282	42
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	43	**103**	**95**	**7**	**1**	**519**	**378**	**141**	**–**
Tipo de Cambio		–	–	–	–	8	–	8	–
Materias Energéticas		103	95	7	1	511	378	133	–
TOTAL		**558**	**138**	**242**	**178**	**1.673**	**1.180**	**451**	**42**

Durante los ejercicios 2024 y 2023 no se han producido traspasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos financieros indicados anteriormente.

678

44.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	40.3	5.483	–	5.483	–
Tipo de Interés Fijo		1.775	–	1.775	–
Tipo de Interés Variable		3.708	–	3.708	–
Otras Deudas Financieras	40.3	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	–
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE		**9.721**	**–**	**9.721**	**–**
Deudas con Entidades de Crédito	40.3	675	–	675	–
Tipo de Interés Fijo		40	–	40	–
Tipo de Interés Variable		635	–	635	–
Otras Deudas Financieras	40.3	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	–
TOTAL PASIVO CORRIENTE		**890**	**–**	**890**	**–**

679

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023			
	Notas	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	40.3	5.153	–	5.153	–
Tipo de Interés Fijo		1.751	–	1.751	–
Tipo de Interés Variable		3.402	–	3.402	–
Otras Deudas Financieras	40.3	4.307	–	4.307	–
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		784	–	784	–
Tipo de Interés Fijo		784	–	784	–
Otras		3.523	–	3.523	–
Tipo de Interés Fijo		3.511	–	3.511	–
Tipo de Interés Variable		12	–	12	–
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE		**9.460**	**–**	**9.460**	**–**
Deudas con Entidades de Crédito	40.3	936	–	936	–
Tipo de Interés Fijo		528	–	528	–
Tipo de Interés Variable		408	–	408	–
Otras Deudas Financieras	40.3	3.488	–	3.488	–
Deudas Financieras Asociadas a Derechos de Uso		84	–	84	–
Tipo de Interés Fijo		84	–	84	–
Otras		3.404	–	3.404	–
Tipo de Interés Fijo		3.142	–	3.142	–
Tipo de Interés Variable		262	–	262	–
TOTAL PASIVO CORRIENTE		**4.424**	**–**	**4.424**	**–**

44.5. 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 3.2h.5.2).

A 31 de diciembre de 2024 las principales características de estos contratos financieros a largo son las que se detallan a continuación:

Contrato [1]	*Volumen de Energía Contratado TWh*	*Duración*	*Tratamiento Contable*
Compra de Energía Eléctrica	0,02	2019-2028	Valor Razonable con Cambios en Resultados
Compra de Energía Eléctrica	20,93	2020-2035	Coberturas de Flujos de Efectivo
Venta de Energía Eléctrica	15,86	2022-2040	Coberturas de Flujos de Efectivo

[1] «*Virtual Power Purchase Agreement*» (VPPA) ejecutados a precio de mercado.

A 31 de diciembre 2024 y 2023, el saldo de los instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 corresponde a dichos contratos financieros.

Valor razonable

680

Durante los ejercicios 2024 y 2023 el movimiento de los instrumentos financieros derivados valorados a valor razonable de Nivel 3 es el siguiente:

Millones de Euros	2024	2023
Saldo Inicial	**209**	**764**
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	1	(3)
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado	(87)	(552)
Saldo Final	**123**	**209**

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 2024, 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

45. Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por las Actividades Continuadas como Interrumpidas calculados por el método indirecto.

A 31 de diciembre de 2024, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 840 millones de euros (2.106 millones de euros a 31 de diciembre de 2023) (véase Nota 33).

Durante los ejercicios 2024 y 2023, los flujos netos de efectivo de Endesa, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros	Estado de Flujos de Efectivo	
	2024	2023
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	3.567	4.697
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(1.333)	3.196
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(3.500)	(6.658)

En el ejercicio 2024, los flujos de efectivo generados por las actividades de explotación (3.567 millones de euros) y la reducción de efectivo y otros medios líquidos equivalentes (1.266 millones de euros) han permitido atender los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión (1.333 millones de euros) y de financiación (3.500 millones de euros).

45.1. Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación

En el ejercicio 2024 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 3.567 millones de euros (4.697 millones de euros en el ejercicio 2023) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Resultado Bruto Antes de Impuestos		2.589	1.065
Ajustes del Resultado:		3.033	4.177
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	15	2.222	2.132
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		811	2.045
Cambios en el Capital Corriente:		(733)	1.011
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		799	360
Existencias		(835)	(934)
Activos Financieros Corrientes		(6)	1.781
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes[1]		(691)	(196)
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(1.322)	(1.556)
Cobro de Intereses		113	77
Cobro de Dividendos		10	25
Pagos de Intereses[2]		(547)	(480)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(629)	(854)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación[3]		(269)	(324)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		**3.567**	**4.697**

[1] Incluye deuda comercial descontada con las entidades financieras para la gestión de pago a proveedores («confirming») que asciende a 64 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 (56 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).
[2] En los ejercicios 2024 y 2023 se han registrado 43 millones de euros y 42 millones de euros, respectivamente, en concepto de pagos de intereses de deudas financieras por derechos de uso (véase Nota 21).
[3] Correspondientes a pagos de provisiones.

682

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	▼ 1.744 millones de euros (-172,5 %)	La evolución de este epígrafe es consecuencia de los siguientes efectos: • Mayores cobros de los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar (439 millones de euros). • Disminución de los pagos por existencias (99 millones de euros). • Menores cobros netos de las partidas regulatorias por importe de 1.787 millones de euros, que recoge, por una parte, una disminución de las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) (1.502 millones de euros), pagos por déficit de tarifa (214 millones de euros) y por la limitación del incremento de la Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas (57 millones de euros) y, por otra parte, una disminución de la retribución a la inversión en energías renovables (14 millones de euros). • El aumento de los pagos a acreedores comerciales y otros pasivos corrientes (495 millones de euros). Los flujos de efectivo del ejercicio 2024 incluyen 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 (véanse Notas 10.1 y 30).

Durante el ejercicio 2024 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*») (véanse Notas 32 y 39).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el capital circulante se compone de las siguientes partidas:

Millones de Euros		Capital Circulante	
	Notas	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activo Corriente[1]		**8.236**	**10.352**
Existencias	30	1.831	2.060
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	31	4.878	5.457
Retribución de la Actividad de Distribución		347	283
Otros		4.531	5.174
Activos Corrientes de Contratos con Clientes	27	12	4
Otros Activos Financieros Corrientes	36	974	1.777
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en Territorios No Peninsulares (TNP)		247	473
Derechos de Cobro de la Financiación del Déficit de las Actividades Reguladas		201	–
Otros		526	1.304
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	42	541	1.054
Pasivo Corriente[2]		**8.340**	**10.484**
Pasivos Corrientes de Contratos con Clientes	27	487	427
Provisiones Corrientes	34	1.035	1.377
Instrumentos Financieros Derivados Corrientes	42	656	1.673
Otros Pasivos Financieros Corrientes	39	97	104
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	38	6.065	6.903
Dividendo Sociedad Dominante	34.1.10 y 34.1.12	529	529
Otros		5.536	6.374

[1] No incluye «*Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes*».
[2] No incluye «*Deuda Financiera Corriente*».

683

45.2. Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el ejercicio 2024 los flujos netos de efectivo aplicados de las actividades de inversión han ascendido a 1.333 millones de euros (3.196 millones de euros obtenidos en el ejercicio 2023) y recogen, entre otros aspectos:

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible.

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		**(1.846)**	**(2.284)**
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales e Inversiones Inmobiliarias[1]	20.1 y 22	(1.622)	(1.921)
Adquisiciones de Activos Intangibles	23.1	(380)	(395)
Instalaciones Cedidas de Clientes		105	95
Proveedores de Inmovilizado		51	(63)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		**30**	**20**
Otros Cobros y Pagos de Actividades de Inversión[2]		**195**	**106**
TOTAL		**(1.621)**	**(2.158)**

[1] No incluye altas por derechos de uso por importe de 55 millones de euros a 31 de diciembre de 2024 y 147 millones de euros a 31 de diciembre de 2023.
[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:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		**–**	**27**
Venta del 45 % de la Compañía Tecnatom, S.A.	7.2	–	27
TOTAL		**–**	**27**

- Pagos y cobros de efectivo aplicados a adquisiciones y/o enajenaciones de otras inversiones:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Adquisiciones de otras Inversiones		**(620)**	**(377)**
Retribución de la Actividad de Distribución no Corriente		(412)	(305)
Otros Activos Financieros		(208)	(72)
Enajenación de otras Inversiones		**908**	**5.704**
Garantías Financieras Netas	28.1 y 30	869	5.504
Otros Activos Financieros		39	200
TOTAL		**288**	**5.327**

684

45.3. Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación

En el ejercicio 2024 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación han ascendido a 3.500 millones de euros (6.658 millones de euros aplicados en el ejercicio 2023) e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

- Flujos de efectivo por instrumentos de patrimonio:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Venta de una Participación Minoritaria del 49,99 % del Capital Social de Enel Green Power España Solar 1, S.L.	7	849	–
Reducción de Capital de Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	28.1	–	5
Aportación de Socios en Endesa X Way, S.L.	28.1	(6)	(2)
Aportaciones de Socios de Sociedades Directa y/o Indirectamente Participadas por Enel Green Power España, S.L.U.	28.1	(7)	(17)
Devolución Aportaciones Minoritarios de Fondos de Bosa del Ebro, S.L. y Tauste de Energía Distribuida, S.L.	24.2	(1)	(7)
TOTAL		**835**	**(21)**

- Disposiciones de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		225	1.075
Disposiciones de Préstamos y Líneas de Crédito Enel Finance International N.V.		–	1.875
Disposiciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)		575	300
Otros		18	41
TOTAL		**818**	**3.291**

- Reembolsos de deuda financiera no corriente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Reembolso de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		–	(675)
Amortización de Préstamos y Líneas de Crédito Enel Finance International N.V.		–	(450)
Otros		(40)	(45)
TOTAL		**(40)**	**(1.170)**

- Amortizaciones y disposiciones de deuda financiera corriente:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Disposiciones			
Emisiones de Euro Commercial Paper (ECP)		1.265	12.623
Otros Pasivos Financieros		6	236
Amortizaciones			
Amortizaciones de Euro Commercial Paper (ECP)		(1.265)	(17.611)
Reembolsos de Líneas de Crédito Enel Finance International N.V.		(3.000)	–
Pagos de Contratos de Derechos de Uso		(81)	(99)
Amortizaciones de Préstamos y Líneas de Crédito Bancarios		(777)	(1.969)
Amortizaciones de Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y el Instituto de Crédito Oficial (ICO)		(178)	(165)
Otros Pasivos Financieros		(11)	(66)
TOTAL		**(4.041)**	**(7.051)**

685

- Pagos de dividendos:

Millones de Euros	Notas	2024	2023
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante		(1.058)	(1.678)
Pagos de Dividendos a Participaciones no Dominantes[1]		(14)	(29)
TOTAL		**(1.072)**	**(1.707)**

[1] Correspondientes principalmente a sociedades de Enel Green Power España, S.L.U. de los cuales 3 millones de euros se encuentran pendientes de pago (véase Nota 34.2).

46. Saldos y 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.

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.

Cuando 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

46.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Durante los ejercicios 2024 y 2023 los saldos y operaciones relevantes realizadas con partes vinculadas, han sido las siguientes:

46.1.1. Gastos e ingresos

Millones de Euros	2024				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	TOTAL
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[1]	15	–	–	–	15
Compras de Energía	6	–	–	–	6
Contratos de Gestión o Colaboración	60	–	–	–	60
TOTAL GASTOS	**349**	**–**	**–**	**1**	**350**
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[1]	17	–	–	–	17
Ventas de Energía	–	–	–	–	–
Contratos de Gestión o Colaboración	3	–	–	–	3
Arrendamientos	2	–	–	–	2
Otros	–	–	–	–	–
TOTAL INGRESOS	**245**	**–**	**–**	**–**	**245**

[1] Incluye 2 millones de euros, positivos, registrados en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado.

687

Millones de Euros	2023				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	TOTAL
Gastos Financieros	207	–	–	–	207
Arrendamientos	–	–	–	–	–
Recepción de Servicios	51	–	–	–	51
Compra de Existencias	33	–	–	–	33
Otros Gastos	1.173	–	–	–	1.173
Gastos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas[1]	1.085	–	–	–	1.085
Compras de Energía	18	–	–	–	18
Contratos de Gestión o Colaboración	70	–	–	–	70
TOTAL GASTOS	**1.464**	**–**	**–**	**–**	**1.464**
Ingresos Financieros	4	–	–	–	4
Dividendos Recibidos	–	–	–	–	–
Prestación de Servicios	5	–	–	–	5
Ventas de Existencias	261	–	–	–	261
Otros Ingresos	447	–	–	–	447
Ingresos por Instrumentos Financieros Derivados de Materias Energéticas[1]	440	–	–	–	440
Ventas de Energía	3	–	–	–	3
Contratos de Gestión o Colaboración	2	–	–	–	2
Arrendamientos	2	–	–	–	2
Otros	–	–	–	–	–
TOTAL INGRESOS	**717**	**–**	**–**	**–**	**717**

[1] Incluye 342 millones de euros negativos registrados en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado.



46.1.2. Otras transacciones

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2024				
		Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	TOTAL
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.	40.4.1 y 46.1.3	2.125	–	–	–	2.125
Garantías y Avales Prestados	46.3.1	–	8	–	–	8
Garantías y Avales Recibidos[1]	31.3	132	–	–	–	132
Compromisos Adquiridos		2	–	–	–	2
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	34.1.10 y 34.1.12	742	–	–	–	742
Otras Operaciones[2]		22	–	–	67[3]	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.

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2023				
		Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	TOTAL
Acuerdos de Financiación: Créditos y Aportaciones de Capital (Prestamista)		–	1	–	–	1
Acuerdos de Financiación: Préstamos y Aportaciones de Capital (Prestatario)		10.056	–	–	–	10.056
Saldo de Préstamos y Líneas Crédito Formalizadas y Dispuestas con Enel Finance International N.V.	46.1.3	6.525	–	–	–	6.525
Líneas de Crédito Comprometidas e Irrevocables no Dispuestas con Enel Finance International N.V.	40.4.1 y 46.1.3	3.525	–	–	–	3.525
Saldo de «*Credit Support Annex*» Formalizados con Enel Global Trading S.p.A.		6	–	–	–	6
Garantías y Avales Prestados	46.3.1	–	7	–	–	7
Garantías y Avales Recibidos[1]	31.3	124	–	–	–	124
Compromisos Adquiridos[2]		30	–	–	–	30
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	34.1.10 y 34.1.12	1.177	–	–	–	1.177
Otras Operaciones[3]		23	–	–	68[4]	91

[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] Correspondía con los compromisos adquiridos con Empresas del Grupo (véanse Notas 20.2 y 23.2). Incluye, entre otros, el compromiso adquirido con Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l (EGIN) relativo a la Licencia de uso de la Plataforma Grid Blue Sky por importe de 22 millones de euros.
[3] Incluye compras de activos materiales, intangibles u otros activos.
[4] Corresponde a los pagos realizados al Plan de Pensiones de los empleados de Endesa durante el ejercicio 2023.

689

Durante los ejercicios 2024 y 2023, 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.

46.1.3. Saldos a cierre del ejercicio

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Millones de Euros		31 de diciembre de 2024						
		Accionistas Significativos						
	Notas	Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	Total	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	TOTAL
Clientes y Deudores Comerciales	22	39	43	82	–	–	–	82
Préstamos y Créditos Concedidos		–	–	–	1	–	–	1
Otros Derechos de Cobro[1]		261	3	264	–	–	–	264
TOTAL SALDOS DEUDORES		**300**	**46**	**346**	**1**	**–**	**–**	**347**
Proveedores y Acreedores Comerciales		527[2]	202	729	–	–	–	729
Préstamos y Créditos Recibidos[3]		–	3.521	3.521	–	–	–	3.521
Otras Obligaciones de Pago[1]		191	–	191	–	–	–	191
TOTAL SALDOS ACREEDORES		**718**	**3.723**	**4.441**	**–**	**–**	**–**	**4.441**

[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 3.2.f).
[2] Incluye, principalmente, el dividendo a cuenta a pagar por Endesa, S.A. a Enel Iberia, S.L.U. por importe de 371 millones de euros (véanse Notas 34.1.10 y 39).
[3] Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V.

690

Millones de Euros		31 de diciembre de 2023						
		Accionistas Significativos						
	Notas	Enel Iberia, S.L.U.	Resto de Accionistas Significativos	Total	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de Endesa	Otras Partes Vinculadas	TOTAL
Clientes y Deudores Comerciales	22	32	71	103	–	–	–	103
Préstamos y Créditos Concedidos		2	–	2	1	–	–	3
Otros Derechos de Cobro[1]		227	2	229	–	–	–	229
TOTAL SALDOS DEUDORES		**261**	**73**	**334**	**1**	**–**	**–**	**335**
Proveedores y Acreedores Comerciales		489[2]	224	713	–	–	–	713
Préstamos y Créditos Recibidos[3]		–	6.526	6.526	–	–	–	6.526
Otras Obligaciones de Pago[1]		104	–	104	–	–	–	104
TOTAL SALDOS ACREEDORES		**593**	**6.750**	**7.343**	**–**	**–**	**–**	**7.343**

[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 3.2.f).
[2] Incluye, principalmente, el dividendo a cuenta a pagar por Endesa, S.A. a Enel Iberia, S.L.U. por importe de 371 millones de euros (véanse Notas 34.1.10 y 39).
[3] Incluye el saldo contable de los préstamos suscritos y líneas de crédito formalizadas y dispuestas con Enel Finance International N.V. por importe de 6.520 millones de euros y el saldo de «Credit Support Annex» formalizados con Enel Global Trading S.p.A. por importe de 6 millones de euros.

Enel Finance International N.V.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el detalle del valor nominal la deuda financiera no corriente y corriente de Endesa con Enel Finance International N.V. es como sigue:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023				
	Límite	No Corriente	Corriente	Límite	No Corriente	Corriente	Condiciones	Vencimiento
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[1] [2]	–	–	–	1.700	-	-	Margen de 67 p.b. y Comisión de no Disposición de 20 p.b.	25 de mayo de 2025
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[2] [3]	–	–	–	700	-	-	Margen de 72 p.b. y Comisión de no Disposición 25 p.b.	13 de mayo de 2025
Línea de Crédito Enel Finance International N.V. [3]	1.125	–	–	1.125	-	-	Margen de 134 p.b. y Comisión de no Disposición de 23 p.b.	4 de mayo de 2026
Línea de Crédito Enel Finance International N.V.[2] [3]	1.000	–	–	-	-	-	Margen de 63 p.b. y Comisión de no Disposición de 20 p.b.	28 de mayo de 2028
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.[4]	–	–	–	3.000	-	3.000	Tipo de Interés Fijo 3,000 %	29 de octubre de 2024
Préstamo Intercompañía Enel Finance International N.V.	1.650	1.650	–	1.650	1.650	-	Tipo de Interés Fijo 1,997 %	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
TOTAL	**5.650**	**3.525**	**–**	**10.050**	**3.525**	**3.000**		

[1] Líneas de Crédito comprometidas e irrevocables (véase Nota 40.4.1).
[2] Con fecha 13 de mayo de 2024 se ha procedido a la amortización anticipada de 2 Líneas de Crédito formalizadas con Enel Finance International, N.V. por importe de 1.700 millones de euros y 700 millones de euros, respectivamente, siendo su vencimiento original mayo de 2025.
[3] Con fecha 28 de mayo de 2024 Endesa, S.A. ha formalizado una nueva Línea de Crédito intercompañía a largo plazo con Enel Finance International, N.V. por importe de 1.000 millones de euros.
[4] Con fecha 29 de octubre de 2024 se ha procedido a la amortización total del préstamo, una vez alcanzado su vencimiento.

691

46.2. Empresas asociadas, negocios conjuntos y sociedades de operación conjunta

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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:

Millones de Euros	Notas	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
		31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios	30	4	13	–	5	1	3
Créditos	28.1, 30.1 y 43.1.1	62	63	4	1	8	7
Avales Concedidos		–	–	–	–	–	–

Durante los ejercicios 2024 y 2023 las transacciones realizadas con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, han sido las siguientes:

692

Millones de Euros	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Ingresos	8	5	2	1	6	4
Gastos	(5)	(26)	(27)	(26)	(44)	(39)

46.3. Administradores y Alta Dirección

46.3.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 40° 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 2024 y 2023 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 2024 y 2023.

- 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:

  - Presidente no ejecutivo del Consejo de Administración: percibirá una cantidad fija mensual de 50.000 euros brutos (en lugar de la asignación fija mensual de 15.642,56 euros brutos prevista para los demás vocales).
  - Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento: percibirá una asignación fija mensual por importe de 5.000 euros brutos en 2024 y 5.000 euros brutos en 2023 (adicional a la asignación fija mensual como vocal).
  - Presidentes del Comité de Nombramiento y Retribuciones y del Comité de Sostenibilidad y Gobierno Corporativo: percibirán una asignación fija mensual por importe de 3.000 euros brutos en 2024 y 3.000 euros brutos en 2023 (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:

  - Retribución fija anual: compensación en metálico de carácter mensual ligada a la complejidad y responsabilidad de las funciones encomendadas.
  - 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.
  - Retribución variable a largo plazo: retribución en efectivo y acciones no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.
  - 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 2024 y 2023 las remuneraciones devengadas por los Consejeros han sido las siguientes:

Miles de Euros	Consejeros	
Concepto Retributivo	**2024**	**2023**
Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	2.138	2.126
Sueldos	1.000	1.000
Retribución Variable en Efectivo	798[1]	759 [2]
Sistemas de Retribución Basados en Acciones	311[3]	285 [4]
Indemnizaciones	–	–
Sistemas de Ahorro a Largo Plazo	14	7
Otros Conceptos [5]	156	158
TOTAL	**4.417**	**4.335**

[1] 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 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 2020-2022 (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.

[2] Correspondiente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025. La consolidación del pago en el ejercicio 2023 ascendió a 975 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (525 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (450 miles de euros). En el ejercicio 2023 consolidaron el pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2019-2021, (326 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022 (124 miles de euros). Este Plan de Incentivo Estratégico tiene un componente de pago en metálico (62 miles de euros) y otro de pago en acciones, bajo el cual se realizó una entrega de 3.225 acciones que supuso un beneficio bruto de 62 miles de euros.

[3] 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.

[4] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025.

[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 2024 y 2023 la retribución dineraria anual de los Consejeros, en función del cargo ostentado en cada caso, ha sido la siguiente:

Miles de Euros	2024			2023		
	Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	Dietas [6]	Sueldos	Remuneración por Pertenencia al Consejo y/o Comisiones del Consejo	Dietas [16]	Sueldos
D. Juan Sánchez-Calero Guilarte	636	27	–	636	26	–
D. Flavio Cattaneo[2]	–	–	–	–	–	–
D. Francesco Starace[3]	–	–	–	–	–	–
D. José Damián Bogas Gálvez	–	–	1.000	–	–	1.000
D. Stefano de Angelis[4]	–	–	–	–	–	–
D. Gianni Vittorio Armani[5]	–	–	–	–	–	–
D.ª Eugenia Bieto Caubet	188	50	–	188	48	–
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco	238	39	–	224	36	–
D.ª Pilar González de Frutos	188	48	–	188	47	–
D.ª Francesca Gostinelli	–	–	–	–	–	–
D.ª Alicia Koplowitz y Romero de Juseu[7]	59	5	–	188	17	–
D. Francisco de Lacerda	234	47	–	248	48	–
D.ª Cristina de Parias Halcón	188	42	–	188	44	–
D. Antonio Cammisecra[8]	–	–	–	–	–	–
D. Alberto de Paoli[9]	–	–	–	–	–	–
D. Guillermo Alonso Olarra[10]	129	20	–	–	–	–
D.ª Elisabetta Colacchia[11]	–	–	–	–	–	–
D.ª Michela Mossini[12]	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**1.860**	**278**	**1.000**	**1.860**	**266**	**1.000**

[1] Causó baja el 10 de mayo de 2023.
[2] Causó alta el 20 de junio de 2023.
[3] Causó baja el 20 de julio de 2023.
[4] Causó alta el 25 de julio de 2023.
[5] Causó baja el 18 de septiembre de 2023.
[6] Causó alta el 22 de septiembre de 2023.
[7] Causó baja el 23 de abril de 2024.
[8] Causó alta el 24 de abril de 2024.
[9] Dietas de asistencia a cada una de las sesiones del Consejo de Administración y a sus Comités.

695

Retribución variable en efectivo

Durante los ejercicios 2024 y 2023 las retribuciones variables del Consejero Delegado, en el desempeño de sus funciones ejecutivas, han sido las siguientes:

Miles de Euros	2024		2023	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
D. José Damián Bogas Gálvez	499	299	525	233
TOTAL	**499**	**299**[1]	**525**	**233**[2]

[1] 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 ha ascendido 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 ha realizado una entrega de 5.567 acciones que han supuesto un beneficio bruto de 107 miles de euros.

[2] Correspondiente a la retribución variable a largo plazo, en efectivo, devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025. La consolidación del pago en el ejercicio 2023 ascendió a 450 miles de euros, correspondiente al pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2019-2021 (326 miles de euros), y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022. Este Plan de Incentivo Estratégico tiene un componente de pago en metálico (62 miles de euros) y un pago en acciones, bajo el cual se realizó una entrega de 3.225 acciones que supuso un beneficio bruto de 62 miles de euros.

Sistemas de ahorro a largo plazo

Durante el ejercicio 2024 la aportación a fondos y planes de pensiones de los Consejeros Ejecutivos ha ascendido a 14 miles de euros brutos (7 miles de euros brutos en el ejercicio 2023).

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 tienen 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 2024 el importe de la prima ha ascendido a 84 miles de euros brutos (78 miles de euros brutos en el ejercicio 2023).

Anticipos y préstamos

A 31 de diciembre de 2024 el Consejero Ejecutivo tiene un préstamo por importe de 230 miles de euros brutos con un interés medio del 4,121 % (230 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2023 con un interés medio del 3,534 %) y un préstamo de 421 miles de euros brutos sin intereses (421 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2023) (la subvención de intereses se considera retribución en especie) (véase Nota 46.1.2).

Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas

A 31 de diciembre de 2024 el Consejero Ejecutivo tienen derechos acumulados en fondos y planes de pensiones por importe de 14.707 miles de euros brutos (14.280 miles de euros brutos a 31 de diciembre de 2023).

Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Consejero Ejecutivo

A 31 de diciembre de 2024, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 7.575 miles de euros netos para soportar sus derechos de prejubilación (7.347 miles de euros netos a 31 de diciembre de 2023) (véanse Notas 46.1.2 y 46.3.3).

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

46.3.2. Retribución de la Alta Dirección

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2024 Cargo [1]
D.ª María Lacasa Marquina[2]	Directora General de Comunicación
D. Ignacio Jiménez Soler[3]	Director General de Comunicación
D. Juan María Moreno Mellado	Director General de Gestión de la Energía
D. Paolo Bondi	Director General de Personas y Organización
D. Rafael González Sánchez	Director General de Generación
D. Jose Manuel Revuelta Mediavilla	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Davide Ciciliato[5]	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Real Estate y Servicios Generales
D. Gonzalo Carbó de Haya	Director General de Nuclear
D.ª Patricia Fernández Sais	Directora General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT Digital Solutions
D.ª María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Ignacio Mateo Montoya	Director General de Compras
D. Marco Palermo	Director General de Administración, Finanzas y Control
D. Florencio José Retortillo Rodríguez[4]	Director General de Seguridad
D. Javier Uriarte Monereo[5]	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.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2023 Cargo [1]
D. Ignacio Jiménez Soler	Director General de Comunicación
D. Juan María Moreno Mellado	Director General de Gestión de la Energía
D. Paolo Bondi	Director General de Personas y Organización
D. Rafael González Sánchez	Director General de Generación
D. Jose Manuel Revuelta Mediavilla	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Medios
D. Gonzalo Carbó de Haya	Director General de Nuclear
D.ª Patricia Fernández Sais	Directora General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT Digital Solutions
D.ª María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Ignacio Mateo Montoya	Director General de Compras
D. Marco Palermo	Director General de Administración, Finanzas y Control
D. Davide Ciciliato[2]	Director General de Endesa X

[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] Con fecha 31 de octubre de 2023 se produjo la dimisión del Director General de Endesa X, D. Davide Ciciliato. Esta Dirección pasó a integrarse en la Dirección General de Comercialización.

Retribución de la Alta Dirección

Durante los ejercicios 2024 y 2023 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	
	2024	2023	2024	2023
Retribución Fija	5.287[1][2]	5.509 [2]	–	–
Retribución Variable	3.677[1][3]	3.638 [4]	–	–
Dietas	–	–	–	–
Atenciones Estatutarias	–	–	–	–
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	1.164[1][5]	1.174 [5]	–	–
Otros	3.744[1][7]	343	–	–
TOTAL	**13.872**	**10.664**	**–**	**–**

[1] 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 corredor 6 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 corredor 6 miles de euros dentro del Plan de Retribución Flexible.
[3] Corresponciente 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 ha ascendido 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 han consolidado 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.
[4] Corresponciente a la retribución variable a corto plazo, y a largo plazo por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025. La consolidación del pago en el ejercicio 2023 ascendió a 4.229 miles de euros, correspondiente a la retribución variable a corto plazo (2.541 miles de euros) y a la retribución variable a largo plazo (1.668 miles de euros). En el ejercicio 2023 consolidaron el pago efectivo del 70 % del Plan de Fidelización 2019-2021, y el derecho de pago del 30 % del Plan de Incentivo Estratégico 2020-2022.
[5] Corresponciente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2022-2024, 2023-2025 y 2024-2026.
[6] Corresponciente a la retribución variable a largo plazo devengada por un tercio de los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025.
[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	
	2024	2023	2024	2023
Anticipos	540	586	–	–
Créditos Concedidos	–	–	–	–
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	692	816	–	–
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones Contraídas	15.781	19.793	–	–
Primas de Seguros de Vida y Accidentes	189	162	–	–

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

46.3.3. 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 7.575 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 7.575 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:

Cláusulas	Régimen
Extinción	• 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 post-contractual, aplicable en cualquier caso, en los mismos términos, a los contratos con Consejeros Ejecutivos. • 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 vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto. • Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero. • 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 prejubilación para Altos Directivos.
Pacto de No Competencia Postcontractual	• 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.

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, asciende a 11 personas.

46.3.4. 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 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	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Damián Bogas Gálvez	B85721025	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.
Dª. Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00030761	Responsable Global de Enel X Retail
Dª. Michela Mossini	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00005312	Directora de la Oficina del Consejero Delegado y Estrategia
Dª. Elisabetta Colacchia	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00010525	Directora de Personas y Organización

31 de diciembre de 2023				
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.	0,02459013	Consejero Delegado y Director General
D. Flavio Cattaneo	B85721025	Enel Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Damián Bogas Gálvez	B85721025	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.
Dª. Francesca Gostinelli	00811720580	Enel, S.p.A.	0,00028522	Responsable Global de Enel X Retail

De conformidad con el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se señala que los miembros del Consejo de Administración no han manifestado situaciones de conflicto, directo o indirecto, con el interés de la Sociedad durante el ejercicio 2024.

Diversidad de género: A 31 de diciembre de 2024 el Consejo de Administración de Endesa, S.A. está integrado por 14 Consejeros, de los cuales 6 son mujeres (12 Consejeros, de los cuales 5 eran mujeres, a 31 de diciembre de 2023).

Durante los ejercicios 2024 y 2023 la Sociedad ha dispuesto de pólizas de responsabilidad civil para Consejeros y Altos Directivos por importe bruto de 1.726 miles de euros y 1.768 miles de euros, respectivamente. Se asegura tanto a los Administradores como al personal de la Sociedad con responsabilidades directivas.

Durante los ejercicios 2024 y 2023 no se han producido daños ocasionados por actos u omisiones de los Administradores que hubieran requerido hacer uso de

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

la prima del seguro de responsabilidad civil que éstos tienen suscrita a través de la Sociedad.

46.3.5. 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 Planes de Fidelización e Incentivo Estratégico, que tiene como principal finalidad fortalecer el compromiso de los empleados, que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. El Plan está estructurado a través de programas trienales sucesivos, que se inician cada año desde el 1 de enero de 2010. 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 de los Planes de Fidelización e Incentivo Estratégico, únicamente se tendrá derecho al cobro de estos, en el caso de bajas por jubilación, finalización del contrato de duración determinada o defunción, realizándose el pago en el momento que corresponda, pudiéndose anticipar a los herederos en caso de fallecimiento. Para aquellos Planes de Fidelización e Incentivo Estratégico en el que no haya finalizado el devengo, únicamente se tendrá derecho a cobrar la cantidad correspondiente al Importe Base del Incentivo que le ha sido 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 2022–2024

Con fecha 29 de abril de 2022 la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. aprobó el Plan de Retribución variable a largo plazo denominado «*Plan de Incentivo Estratégico 2022–2024*», 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 2022–2024	• El periodo de desempeño será de 3 años, a contar desde el 1 de enero de 2022. • 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 50 % 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 «*Incentivo Estratégico 2022-2024*» 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 2022:

	Objetivos	Ponderación
Devengo del Incentivo Estratégico 2022-2024	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 de rentabilidad sobre el capital medio empleado («*Return on Average Capital Employed*» (ROACE)[1]) acumulado en el periodo de devengo. El objetivo de ROACE acumulado de Endesa representa la relación entre el Resultado Operativo Ordinario (EBIT Ordinario)[2] y el Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio)[3] de forma acumulada en el periodo 2022-2024.	25 %
	3. Capacidad instalada neta de fuentes renovables, representado por la relación entre la capacidad instalada neta de fuentes renovables y la capacidad instalada neta total acumulada en Enclesa en 2024 (véase Nota 5.1).	10 %
	4. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) de Endesa en 2024 (véase Nota 5.1).	10 %
	5. Porcentaje de mujeres en los planes de sucesión de la dirección en 2024.	5 %

[1] «*Return On Average Capital Employed*» (ROACE) (%) = Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) / Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio).
[2] Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT) corregido de efectos extraordinarios no presupuestados.
[3] Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes) n + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta – Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes) 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 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*».

La finalidad y las características de este Plan son iguales al «*Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024*» 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 «*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*»)[1] – WACC («*Weighted Average Cost of Capital*»)[2] representado por la relación entre el NOPAT (EBIT Ordinario sin efecto fiscal)[3] y Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio)[4] menos el WACC.	30 %
	3. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) 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] WACC («*Weighted Average Cost of Capital*») = Tasa de descuento después de impuestos de Endesa del periodo correspondiente.
[4] Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = ((Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta) n-1) / 2.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

Plan de Incentivo Estratégico 2024–2026

Con fecha 24 de abril de 2024 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 2024-2026*».

La finalidad y las características de este Plan son iguales al «*Plan de Incentivo Estratégico 2022-2024*» y «*Plan de Incentivo Estratégico 2023-2025*» 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 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*»[1] (TSR) medio de Endesa, S.A. respecto al «*Total Shareholder Return*»[1] (TSR) medio del índice Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable, en el periodo 2024 – 2026.	45 %
	2. Objetivo ROIC («*Return on Invested Capital*»)[2] – WACC («*Weighted Average Cost of Capital*»)[3] representado por la relación entre el NOPAT (Resultado de Explotación (EBIT) Ordinario sin efecto fiscal)[4] y Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio)[5] menos el WACC («*Weighted Average Cost of Capital*»)[3].	30 %
	3. Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2): reducción de las emisiones específicas de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) (gCO_2/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).
[4] Resultado de Explotación Ordinario sin efecto fiscal (EBIT Ordinario sin efecto fiscal) (Millones de Euros) = Resultado de Explotación (EBIT).
[5] Capital Neto Invertido Medio (CIN Medio) (Millones de Euros) = (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta] n + (Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta] n-1) / 2.
[3] WACC («*Weighted Average Cost of Capital*») = Tasa de descuento después de impuestos de Endesa del periodo correspondiente.

El importe devengado por los Planes vigentes durante el ejercicio 2024 ha sido de 4 millones de euros brutos (4 millones de euros brutos en el ejercicio 2023, relativos a los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025), 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 2023, relativos a los Planes de Incentivo Estratégico 2021-2023, 2022-2024 y 2023-2025).

El epígrafe «*Otros Instrumentos de Patrimonio Neto*» del Patrimonio Neto del Estado de Situación Consolidado recoge los movimientos del ejercicio 2024 siendo el saldo a 31 de diciembre de 2024 de 5 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2023).

47. Compromisos de adquisición y garantías comprometidas con terceros y otros compromisos

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 2024	31 de diciembre de 2023
Garantías Prestadas Frente a Terceros:			
Inmovilizado Material en Garantía por la Financiación Recibida	20.4, 34.1.1.2.1 y 40.4.3	32	39
Contratos a Corto y Largo Plazo de Gas[1]		293	466
Contratos de Energía		112	69
Contratos para operar en Mercados Financieros		40	40
Contratos de Suministros de Inmovilizado y de otras Existencias		47	57
Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta	46.2	–	3
TOTAL[2]		**524**	**674**
Compromisos Futuros de Compra:			
Inmovilizado Material	20.3	875	1.160
Activo Intangible	23.2	25	115
Activo Financiero	40.1.4	–	–
Adquisición de Sociedades Dependientes	7	1.000	–
Prestación de Servicios	27.1	19	15
Compras de Materias Energéticas y otras:	31.3	18.252	18.848
Materias Energéticas		18.150	18.691
Electricidad		–	–
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO_2)		34	100
Otras Existencias		68	57
TOTAL		**20.171**	**20.138**

[1] Incluye garantías asociadas a los contratos de arrendamiento de los buques metaneros.
[2] No incluye avales bancarios frente a terceros.

Endesa considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2024, si los hubiera, no serían significativos.

No existen compromisos adicionales a los descritos en las Notas 7, 20, 23, 27, 31 y 40.1.4 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

48. Retribución de auditores

A 31 de diciembre de 2024 y 2023 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	2024	2023
Por Servicios de Auditoría	2.122	2.086
Por otros Servicios de Verificación Contable[1]	752	539
Por otros Servicios[2]	200	370
TOTAL	**3.074**	**2.995**

[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.

49. Plantilla

49.1. Plantilla final

El detalle de la plantilla final de Endesa es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	149	43	192	160	43	203
Mandos Intermedios	2.394	1.352	3.746	2.425	1.345	3.770
Personal de Administración y Gestión y Operarios	3.973	1.003	4.976	4.033	1.029	5.062
TOTAL EMPLEADOS	**6.516**	**2.398**	**8.914**	**6.618**	**2.417**	**9.035**

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	3.592	1.220	4.812	3.697	1.258	4.955
Distribución	2.263	520	2.783	2.254	496	2.750
Estructura y Otros[1]	661	658	1.319	667	663	1.330
TOTAL EMPLEADOS	**6.516**	**2.398**	**8.914**	**6.618**	**2.417**	**9.035**

[1] Estructura y Servicios.

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Menores de 30 años	280	143	423	326	170	496
Entre 30 y 50 años	3.624	1.478	5.102	3.729	1.565	5.294
Mayores de 50 años	2.612	777	3.389	2.563	682	3.245
TOTAL EMPLEADOS	**6.516**	**2.398**	**8.914**	**6.618**	**2.417**	**9.035**

Número de Empleados	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2024			31 de diciembre de 2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
España	6.501	2.384	8.885	6.601	2.401	9.002
Portugal	15	14	29	17	16	33
TOTAL EMPLEADOS	**6.516**	**2.398**	**8.914**	**6.618**	**2.417**	**9.035**

49.2. Plantilla media

El detalle de la plantilla media de Endesa es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Media					
	2024			2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	154	42	196	163	43	206
Mandos Intermedios	2.392	1.332	3.724	2.428	1.322	3.750
Personal de Administración y Gestión y Operarios	3.901	995	4.896	4.099	1.042	5.141
TOTAL EMPLEADOS	**6.447**	**2.369**	**8.816**	**6.690**	**2.407**	**9.097**

Número de Empleados		Plantilla Media					
		2024			2023		
		Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
	Generación y Comercialización	3.600	1.227	4.827	3.747	1.243	4.990
	Distribución	2.192	491	2.683	2.258	491	2.749
	Estructura y Otros [1]	655	651	1.306	685	673	1.358
TOTAL EMPLEADOS		**6.447**	**2.369**	**8.816**	**6.690**	**2.407**	**9.097**

[1] Estructura y Servicios.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2024 y 2023 por las sociedades de Operación Conjunta es 749 y 773, respectivamente.

El detalle del número medio de personas empleadas en los ejercicios 2024 y 2023 con discapacidad mayor o igual al 33 % es el siguiente:

Número de Empleados	Plantilla Media con Discapacidad [1]					
	2024			2023		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	1	–	1	1	-	1
Mandos Intermedios	29	7	36	27	7	34
Personal de Administración y Gestión y Operarios	42	15	57	41	14	55
TOTAL EMPLEADOS	**72**	**22**	**94**	**69**	**21**	**90**

[1] Mayor o igual al 33 %.

Número de Empleados		Plantilla Media con Discapacidad [1]					
		2024			2023		
		Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
	Generación y Comercialización	32	11	43	30	10	40
	Distribución	24	2	26	23	2	25
	Estructura y Otros[2]	16	9	25	16	9	25
TOTAL EMPLEADOS		**72**	**22**	**94**	**69**	**21**	**90**

[1] Mayor o igual al 33 %.
[2] Estructura y Servicios.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

50. Provisiones, activos y pasivos contingentes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que están incursas las sociedades de Endesa son los siguientes:

- Existen, principalmente, 2 procedimientos judiciales en curso contra Edistribución Redes Digitales, S.L.U., relacionados con el incendio forestal ocurrido en Aguilar de Segarra (Barcelona) con fecha 18 de julio de 1998, de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones por daños y perjuicios por importe de 3 millones de euros.

- 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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» ha interpuesto, 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 Valdesamario se encuentra actualmente en fase de prueba, y el Recurso contra el parque eólico Peña del Gato, en fase de conclusiones.

- El Tribunal Supremo dictó Sentencia número 212/2022, de 21 de febrero, en el Recurso interpuesto por Endesa, S.A., Endesa Energía, S.A.U. y Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U., así como en los Recursos interpuestos por otras empresas del Sector Eléctrico contra la obligación, prevista en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Real Decreto Ley 7/2016, de 23 de diciembre, y Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, de financiar el coste del Bono Social, así como de cofinanciar con las Administraciones Públicas el suministro de consumidores vulnerables severos acogidos a Tarifas de Último Recurso (TUR) y en riesgo de exclusión social. Se trata del Recurso interpuesto contra el tercer régimen de financiación del Bono Social en virtud del cual se imponía la obligación de financiación a las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica o a las propias sociedades que así lo hagan, si no forman parte de un grupo empresarial. En particular, el Tribunal Supremo estima parcialmente el Recurso declarando (i) inaplicables el régimen de financiación del Bono Social y el régimen de cofinanciación con las Administraciones del suministro de consumidores vulnerables severos acogidos a Tarifa de Último Recurso (TUR) y en riesgo de exclusión social; (ii) inaplicables y nulos los artículos 12 a 17 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre. Se reconoce a su vez, (iii) el derecho de la parte actora a ser indemnizada por las cantidades abonadas en concepto de financiación del Bono Social y de cofinanciación con las Administraciones Públicas, de manera que se reintegren todas las cantidades satisfechas por esos conceptos, descontando las cantidades que, en su caso, hubiesen repercutido a los clientes. Se declara, por último, (iv) el derecho de la actora a ser resarcida por el importe de las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social, así como de las cantidades satisfechas para la aplicación de dicho procedimiento, descontando aquellas cantidades que, en su caso, se hubieran repercutido a los clientes. Mediante Diligencia de Ordenación de 24 de mayo de 2022 se tuvo por recibida la Sentencia por parte del Órgano responsable, indicándose que el fallo ha de ser cumplido por la Subdirección General de Energía Eléctrica. Ante la inactividad de la Administración, con fecha 10 de noviembre de 2022, se presentó escrito promoviendo incidente de ejecución. Posteriormente, mediante Diligencia de Ordenación de 9 de enero de 2023, se recibió informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) sobre el estado de ejecución de la Sentencia, dándose traslado a Endesa para que, en un plazo de 10 días, manifestara si la Administración había fijado las cantidades a abonar en concepto de indemnización. Con fecha 24 de enero de 2023, Endesa presentó escrito de alegaciones, junto con los correspondientes informes y solicitó, a su vez, acceso al informe elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre el que se basa el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para elaborar su informe sobre el estado de ejecución de la Sentencia, reservándose el derecho a formular ulteriores alegaciones a la vista del citado informe. Con fecha 29 de marzo de 2023, se presentó un nuevo escrito ante el Tribunal Supremo solicitando que (i) se procediera al pago inmediato de la cantidad no controvertida de la indemnización reclamada, (ii) se diera traslado del informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre el que se basa el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para elaborar su informe sobre el estado de ejecución de la Sentencia) y (iii) se emplazara al Abogado del Estado para que formulara alegaciones y se procediera a la ratificación de los informes periciales presentados. Con fecha 26 de mayo de 2023 el Tribunal Supremo dictó Auto acordando, entre otras cuestiones: (i) iniciar incidente de ejecución

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

de Sentencia, (ii) requerir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para que remita Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de 24 de marzo de 2022 solicitado. (iii) estimar en parte el incidente promovido por Endesa, declarando el derecho de Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.U. a que la Administración le abone en el plazo máximo de un mes la cantidad de 152 millones de euros por el concepto al que se refiere el Apartado cuarto de la parte dispositiva de la Sentencia, incrementado dicho importe con los intereses legales correspondientes computados desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su reintegro; (iv) requerir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para que, en el plazo máximo de un mes, proceda a cuantificar el importe que ha de abonar a la parte recurrente en concepto de indemnización por el coste financiación del Bono Social que corresponde a la comercializadora libre de Endesa una vez descontada, en su caso, la cantidad que hubiese repercutido a los clientes, (v) requerir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para que a la mayor prontitud proceda a cuantificar el importe que ha de abonar a la recurrente en concepto de cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social y para que en el plazo máximo de 2 meses abone a la recurrente la cantidad que proceda por ese concepto, incrementada con los intereses legales en los términos que señala la parte dispositiva de la Sentencia. Con fecha 28 de julio de 2023, la Secretaría de Estado de Energía notificó Resolución reconociendo a Endesa (i) una indemnización por importe de 152 millones de euros (a lo que habría que añadir los intereses legales devengados hasta la fecha del efectivo pago por un importe total de 21 millones de euros) por los costes de financiación asociados a los clientes del segmento regulado del mercado y (ii) una indemnización de 7 millones de euros (incluidos los intereses legales correspondientes) por los costes de implantación y tramitación del Bono Social. Respecto al coste de financiación asociado a los clientes del segmento libre del mercado de comercialización, la citada Resolución de la Secretaría de Estado de Energía no reconoce indemnización alguna. El 18 de septiembre de 2023, Endesa remitió ante el Tribunal Supremo escrito de alegaciones, junto con los correspondientes informes periciales, al objeto de demostrar que Endesa tampoco repercutió el coste de financiación del Bono Social asociado a los clientes del segmento libre del mercado y que, en consecuencia, tiene derecho a una indemnización íntegra. Mediante Providencia de 2 de abril de 2024 el Tribunal Supremo admitió las pruebas propuestas por Endesa. En abril de 2024 tuvo lugar la ratificación de los informes periciales presentados por Endesa y en mayo de 2024 se designó por parte de la Sala un perito judicial cuyo informe fue ratificado con fecha 4 de julio de 2024. Finalmente, tras la ratificación de los correspondientes informes, mediante Auto de 18 de septiembre de 2024, el Tribunal Supremo estimó el incidente y acordó:

i. Anular parcialmente la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 21 de julio de 2023 con relación a los importes reclamados en el incidente y no reconocidos por la Administración;

ii. Declarar el derecho de Endesa al cobro de 148 millones de euros por las cantidades abonadas en concepto de financiación y cofinanciación asociadas a los consumidores suministrados por Endesa Energía, S.A.U., más los intereses correspondientes computados desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su efectivo reintegro;

iii. Declarar el derecho de Endesa al cobro de 6 millones de euros en concepto de principal, correspondiente a las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social, asociada a los consumidores suministrados por Energía XXI Comercializadora de Referencia S.L.U. Dicha cantidad debe, según el Tribunal Supremo, abonarse de forma adicional a las cantidades ya abonadas por la Administración por este concepto (6 millones de euros), más los intereses correspondientes desde la fecha en que se hizo el pago hasta la fecha de su reintegro.

Habiéndose ya abonado por la Administración la totalidad de las cantidades invertidas para implantar el procedimiento de solicitud, comprobación y gestión del Bono Social (conforme a lo indicado en el Apartado (iiii), con fecha 13 de diciembre de 2024, Endesa presentó escrito ante el Tribunal Supremo informando de que sigue pendiente de pago el importe reconocido de 148 millones de euros referido a las cantidades abonadas en concepto de financiación y cofinanciación asociadas a los consumidores suministrados por Endesa Energía, S.A.U.

- 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 Operador del Sistema 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

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 día 24 de enero de 2022 fue notificada a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. nueva Resolución de la Dirección General de la Energía del Gobierno de Canarias, de fecha 18 de noviembre de 2021, por la que acordaba incoar expediente sancionador, ES.AE.LP 06/2020, por la presunta comisión de 5 infracciones calificadas de continuadas y graves y 2 infracciones calificadas de muy graves no continuadas, señalando la posibilidad de imponer una sanción de 94 millones de euros. Las infracciones imputadas hacían referencia a peticiones de acceso y conexión a la red, ejecución de acometidas, tratamiento de las solicitudes de clientes, información proporcionada, sistemas implantados y demoras en la ejecución y servicios de atención de quejas y reclamaciones. Estas infracciones venían referidas a 50 expedientes administrativos no sancionadores. Se presentaron alegaciones el 18 de marzo 2022. El 28 de septiembre de 2022 se notificó Propuesta de Resolución de 26 de septiembre de 2022, por la que se proponía sancionar a Edistribución Redes Digitales, S.L.U. con una multa de 31 millones de euros como empresa responsable de la comisión de 5 infracciones graves y 2 muy graves de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

  Esta circunstancia de reducción de la cuantía inicial de incoación se está reproduciendo en otros expedientes sancionadores menores, así como el archivo de actuaciones por caducidad, tras recientes sentencias del Tribunal Superior de Justicia de Canarias, si bien se ha producido en algunos casos la reapertura de expedientes caducados.

- 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 instalación 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 correspondería 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 correspondiente 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, ha sido recurrida por Endesa ante la Audiencia Nacional.

A su vez, frente a la 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).

La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) aún no ha notificado a Endesa el inicio de un procedimiento de verificación y comprobación de las liquidaciones de Endesa correspondientes al siguiente periodo comprendido entre abril de 2022 y diciembre de 2023. 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.

  El asunto está actualmente en tramitación. En concreto, con fecha 3 de octubre de 2024 Edistribución Redes Digitales, S.L.U. presentó escrito de demanda. El Abogado del Estado contestó a la demanda mediante escrito de 29 de octubre de 2024, estando el asunto actualmente en fase de conclusiones.

- 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

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

los mercados de comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios energéticos, instalación de equipos de medida, así como instalación y operación del autoconsumo.

Según la nota de prensa publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la incoación de este expediente no prejuzga el resultado final de la investigación. El referido procedimiento sancionador aún se encuentra en una fase inicial.

- 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 ha recibido 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 estimado 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 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 2024, ascienda a 33 millones de euros. Se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda.

- El 9 de julio de 2018 se notificaron a Endesa, S.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, los cuales fueron recurridos en fecha 27 de julio de 2018 ante el Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC). El 28 de enero de 2022 se recibió Resolución estimatoria parcial para el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), que se decidió seguir recurriendo ante la Audiencia Nacional. Por último, el 4 de abril de 2022 se recibieron las Resoluciones relativas al Impuesto sobre Sociedades (IS), que en idéntico sentido se han recurrido ante la Audiencia Nacional.

  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 51 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 la contingencia asociada 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.

- En relación con el proceso de Inspección de los ejercicios 2015 a 2018 se han recibido Acuerdos de Liquidación definitivos del Impuesto sobre Sociedades (IS) y del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) de los Grupos de Consolidación Fiscal del Impuesto sobre Sociedades (IS) e Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), a los que pertenece Endesa, S.A., y de Retenciones a cuenta del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) de cada una de los Sociedades inspeccionadas. Los Acuerdos fueron recurridos ante el Tribunal Económico-Administrativo Central (TEAC) y durante el ejercicio 2024 se han recibido las siguientes resoluciones desestimatorias: el 29 de febrero de 2024 se recibió la relativa al acuerdo de liquidación por el que se regularizaba la deducibilidad del gasto financiero a efectos del Impuesto sobre Sociedades (IS), y el 26 de marzo de 2024 se recibieron las resoluciones relativas al Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF). Asimismo, el 3 de octubre de 2024 se recibió resolución estimatoria parcial relativa al acuerdo de liquidación de la parte general del Impuesto sobre Sociedades (IS). Asimismo, el 7 de octubre de 2024 se recibió resolución estimatoria parcial para el Impuesto

sobre el Valor Añadido (IVA). Estas resoluciones han sido impugnadas ante la Audiencia Nacional.

Los conceptos objeto de discusión tienen su origen, principalmente, en la diferencia de criterio sobre la deducibilidad de determinados gastos financieros del periodo inspeccionado y en el rechazo de parte de la deducción por Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) Tecnológica acreditada. La contingencia asociada al proceso asciende a 50 millones de euros. Se dispone de un aval que garantiza la suspensión de la deuda.

- 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. Se han recibido acuerdos de liquidación que deniegan la totalidad de las devoluciones recibidas por 141 millones de euros.

- 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 y de entidades de crédito y establecimientos financieros de crédito y por la que se crea el impuesto temporal de solidaridad de las grandes fortunas, y se modifican determinadas normas tributarias (véase Nota 6), Endesa, S.A. recurrió en el mes de febrero de 2023 la normativa de desarrollo ante la Audiencia Nacional por considerar que el gravamen es contrario a la normativa europea y española. Se han auto-impugnado las autoliquidaciones presentadas durante los ejercicios 2023 y 2024 solicitando una devolución de 361 millones de euros.

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 2024 y 2023 el importe de los pagos realizados por la resolución de litigios ha ascendido a 11 millones de euros y 18 millones de euros, respectivamente.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

51. Normas contables de futura aplicación

a) Normas e Interpretaciones aprobadas por la Unión Europea (UE) cuya primera aplicación se producirá en 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

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 no será significativo en los Estados Financieros Consolidados.

b) Normas e Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) pendientes de aprobación por la Unión Europea (UE)

715

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:[1] 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 Anuales a las Normas NIIF Volumen 11[2]	1 de enero de 2026
Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: «*Contratos de Electricidad Renovable*»	1 de enero de 2026
NIIF 19 «*Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar*»	1 de enero de 2027
NIIF 18 «*Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros*»	1 de enero de 2027

[1] Si se adoptase sin cambios por la Unión Europea (UE).
[2] Modificaciones a la NIIF 1 «*Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera*», NIIF 7 «*Instrumentos Financieros: Información a Revelar*» y su Guía de Implementación, 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 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.

EDINET提出書類
エンデサ(E05846)
有価証券報告書

52. Hechos posteriores

En enero de 2025, una compañía productora de gas natural licuado (GNL) ha iniciado un arbitraje contra Endesa Generación, S.A.U. para la revisión del precio de su contrato de aprovisionamiento a largo plazo de gas natural licuado (GNL). Si bien el demandante no ha formulado una concreta reclamación de ajuste de precio, lo que se ha reservado poder hacer más adelante en el procedimiento, en la fase negocial previa solicitó un incremento de precio que llevaría a un pago retroactivo a cargo de Endesa Generación, S.A.U. de 308 millones de dólares estadounidenses (USD), incluyendo intereses, estimado a 31 de diciembre de 2024. Este importe podría variar en el curso del procedimiento. En cualquier caso, y a la espera de conocer los términos de la reclamación, es prematuro hacer una valoración de la misma.

Con fecha 18 de febrero de 2025 se ha recibido notificación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se remite Resolución por la que se aprueba la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el año 2021. A la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas no se espera un impacto significativo de su aplicación.

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 (véase Nota 22), generando una plusvalía bruta de 1 millón de euros.

Salvo lo mencionado en los párrafos anteriores, no se han producido hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2024 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 2024.

La actividad principal de las Sociedades que componen Endesa se detalla siguiendo la siguiente clasificación:

Actividad	Descripción de Actividad	Actividad	Descripción de Actividad
	Generación Convencional		Comercialización de otros Productos y Servicios
	Generación Renovable		Distribución
	Comercialización de Energía		Estructura y Servicios

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
MATRIZ			
ENDESA, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	1.270.502.540,40 EUR	
SOCIEDADES			
AGUILÓN 20, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	2.682.000,00 EUR	
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	60.100,00 EUR	
ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	1.953,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA GREEN POWER 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G. Integración Global; I.P. Integración Proporcional; M.P. Método de la Participación; N.C. Negocio Conjunto; A. Asociada.



Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
HOLDING			100,00		100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
ARENA POWER SOLAR 11, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 20, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 33, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 34, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ARENA POWER SOLAR 35, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	TARRAGONA (ESPAÑA)	19.232.400,00 EUR	
ATECA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
BAIKAL ENTERPRISE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
BALEARES ENERGY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	4.509,00 EUR	
BAYUO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
BOSA DEL EBRO, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.010,00 EUR	
BRAZATORTAS 220 RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
CAMPOS PROMOTORES RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	364.213,34 EUR	
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	595.001,98 EUR	
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	0,00 EUR	
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	36.060,73 EUR	
COGENIO IBERIA, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	2.874.621,80 EUR	
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	600.000,00 EUR	
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	SORIA (ESPAÑA)	13.222.000,00 EUR	
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	271.652,00 EUR	
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
DEHESA PV FARM 03, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.P.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	85,41	85,41	85,41	85,41	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,98	16,98	16,98	33,96	NO AUDITADA
	BAYUO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,98		16,98		
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	25,30	25,30	25,30	25,30	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	GATT AUDITORES
M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	24,18	24,18	24,18	24,18	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	20,00	20,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,00	20,00	20,00	20,00	DELOITTE
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	33,50	33,50	33,50	33,50	DELOITTE
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	37,50	37,50	37,50	37,50	ERNST & YOUNG
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	25,00	25,00	25,00	25,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

721

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
DEHESA PV FARM 04, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	108.240,00 EUR	
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	12.621.210,00 EUR	
EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	1.204.540.060,00 EUR	
EGPE SOLAR 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ELCOGAS, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	809.890,40 EUR	
ELECGAS, S.A.	SANTARÉM (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	165.876,00 EUR	
ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	CÁDIZ (ESPAÑA)	1.081.821,79 EUR	
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	BARCELONA (ESPAÑA)	500.000,00 EUR	
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	4.960.246,40 EUR	
EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, ENCASUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	18.030.000,00 EUR	
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA DISTRIBUCIÓN, S.A.	CEUTA (ESPAÑA)	16.562.250,00 EUR	
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA ENERGÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	10.000,00 EUR	
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	60.200,00 EUR	
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	14.445.575,90 EUR	
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	4.621.003.006,00 EUR	
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	LISBOA (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	1.940.379.737,02 EUR	
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	965.305,00 EUR	
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	89.999.790,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P: Integración Proporcional; M.P: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	100,00	45,00	100,00	KPMG AUDITORES
	ENDESA, S.A.	55,00		55,00		
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,99	40,99	40,99	40,99	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	47,46	100,00	47,46	100,00	KPMG AUDITORES
	ENDESA, S.A.	52,54		52,54		
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	AVANTER AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	DELOITTE
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	96,42	96,42	100,00	96,42	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	99,20	100,00	99,20	100,00	KPMG AUDITORES
	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	0,20		0,20		
	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	0,60		0,60		
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

723

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
ENDESA MOBILITY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	10.000.000,00 EUR	
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	10.138.577,00 EUR	
ENDESA X WAY, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	600.000,00 EUR	
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	11.152,74 EUR	
ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	81.106,00 EUR	
ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENERGÍA CEUTA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	CEUTA (ESPAÑA)	65.000,00 EUR	
ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.576,00 EUR	
ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.413,00 EUR	
ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.250,00 EUR	
ENERGÍA NETA SA CASETA LLUCMAJOR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	9.000,00 EUR	
ENERGÍA XXI COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	2.000.000,00 EUR	
ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	546.919,10 EUR	
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.200.000,00 EUR	
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	1.298.160,00 EUR	
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	270.450,00 EUR	
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	19.594.860,00 EUR	
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	LEÓN (ESPAÑA)	1.635.000,00 EUR	
ENERGÍAS LIMPIAS DE CARMONA, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.687,50 EUR	
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	TÁNGER (MARRUECOS)	306.160.000,00 MAD	
ENIGMA GREEN POWER 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENDESA MOBILITY, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	49,00	49,00	49,00	49,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,01	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	54,95	54,95	54,95	54,95	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,67	66,67	66,67	66,67	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	97,00	97,00	97,00	97,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,69	23,08	6,25	18,75	NO AUDITADA
	ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,69		6,25		
	ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,69		6,25		
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	32,00	32,00	32,00	32,00	DELOITTE
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
ENVATIOS PROMOCIÓN XX, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.561.342,50 EUR	
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	240.400,00 EUR	
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	216.360,00 EUR	
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	4.558.426,63 EUR	
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	480.930,00 ARS	
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	1.758.225,50 EUR	
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	420.708,40 EUR	
EÓLICOS DE TIRAJANA, S.L.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
EPRESA ENERGÍA, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	2.500.000,00 EUR	
EVACUACIÓN CARMONA 400-220 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	9.066,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.505.000,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.230.000,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	100.000,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	5.488.500,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	8.046.800,00 EUR	
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	4.200.000,00 EUR	
FOTOVOLTAICA YUNCLILLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FRONT MARÍTIM DEL BESÒS, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	6.000,00 EUR	
FRV CORCHITOS I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	75.800,00 EUR	
FRV CORCHITOS II SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	22.000,00 EUR	
FRV GIBALBIN -JEREZ, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	23.000,00 EUR	
FRV TARIFA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,50	50,50	50,50	50,50	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	80,00	80,00	80,00	80,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	55,00	55,00	55,00	55,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	ERNST & YOUNG
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	LUJAN AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	BDO AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	50,00	50,00	50,00	50,00	DELOITTE
M.P. (A)	ENVATIOS PROMOCIÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	3,45	10,36	3,13	9,39	NO AUDITADA
	ENVATIOS PROMOCIÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	3,45		3,13		
	ENVATIOS PROMOCIÓN III, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	3,45		3,13		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	70,00	70,00	70,00	70,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	73,60	73,60	73,60	73,60	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	65,00	65,00	65,00	65,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	61,37	61,37	61,37	61,37	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
FRV VILLALOBILLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FRV ZAMORA SOLAR 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FUNDAMENTAL RECOGNIZED SYSTEMS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FV ANDREA SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FV CAMPOS SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FV LA CERCA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FV MENAUTE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
FV SANTA MARÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	213.775.700,00 EUR	
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	30.936.736,00 EUR	
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	BARCELONA (ESPAÑA)	126.210,00 EUR	
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	1.608.200,00 EUR	
HIDROFLAMICELL, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	78.120,00 EUR	
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	BADAJOZ (ESPAÑA)	3.500,00 EUR	
ICE FOTOVOLTAICOS VILLAMECA, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN PEÑAFLOR 220 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.500,00 EUR	
INFRAESTRUCTURAS PALOS 220, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN SET 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	90.000,00 EUR	
INFRAESTRUCTURAS SAN SERVÁN 220, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	12.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	–	–	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	23,21	23,21	23,21	23,21	ERNST & YOUNG
I.G.	ENDESA, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,00	75,00	75,00	75,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	–	–	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIE-DAD UNIPERSONAL)	41,14	41,14	41,14	41,14	NO AUDITADA
I.G.	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	100,00	50,00	100,00	NO AUDITADA
	PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00		50,00		
M.P. (A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41	9,62	6,41	19,23	NO AUDITADA
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41		6,41		
	ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,41		6,41		
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	30,80	15,40	30,80	30,80	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
INSTALACIONES SAN SERVÁN II 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	11.026,00 EUR	
KROMSCHROEDER, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	627126,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 3, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 7, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LOIRA DE LOGÍSTICA 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
LUCAS SOSTENIBLE, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.099.775,00 EUR	
MARÍA RENOVABLES, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
MINGLANILLA RENOVABLES 400KV, A.I.E.	VALENCIA (ESPAÑA)	–	
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	1.820.000,00 EUR	
MONTE REINA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	4.000,00 EUR	
NOVOLITIO RECUPERACIÓN DE BATERÍAS, S.L.	LEÓN (ESPAÑA)	180.000,00 EUR	
NUCLENOR, S.A.	BURGOS (ESPAÑA)	5.406.000,00 EUR	
OLIVUM PV FARM 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

730

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
M.P. (A)	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94		7,94		
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94	11,90	7,94	23,81	NO AUDITADA
	ARANORT DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,94		7,94		
M.P. (A)	ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	29,26	29,26	29,26	29,26	ILV AUDIT AND ADVISORY
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	35,29	17,65	35,29	35,29	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,36	45,36	45,36	45,36	NO AUDITADA
I.P.	ENERGÍA EÓLICA GALERNA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	9,31		9,31		
	ENERGÍA EÓLICA GREGAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	9,31		9,31		
	ENERGÍA EÓLICA ÁBREGO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	7,98	31,38	7,98	36,16	NO AUDITADA
	ENERGÍA BASE NATURAL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	4,78		4,78		
	ENERGÍA Y NATURALEZA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	4,78		4,78		
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	36,50	36,50	36,50	36,50	NO AUDITADA
M.P. (A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	20,58	20,58	20,58	20,58	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	45,00	45,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	ERNST & YOUNG
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES

731

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	TERUEL (ESPAÑA)	6.010,12 EUR	
PAMPINUS PV FARM 01, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PARAVENTO, S.L.	LUGO (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.183.100,00 EUR	
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	1.313.100,00 EUR	
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	LA CORUÑA (ESPAÑA)	5.857704,37 EUR	
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	120.400,00 EUR	
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	1.007000,00 EUR	
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	3.606.072,63 EUR	
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	552.920,00 EUR	
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	901.500,00 EUR	
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	3.810.340,00 EUR	
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	6.540.000,00 EUR	
PARQUE EÓLICO MUNIESA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.006,00 EUR	
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	528.880,00 EUR	
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	MADRID (ESPAÑA)	7.193.970,00 EUR	
PEGOP – ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	SANTARÉM (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
PRODUCTIVE SOLAR SYSTEMS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	TERUEL (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	BARCELONA (ESPAÑA)	60.101,21 EUR	
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	12.020,00 EUR	
PROMOTORES MUDÉJAR 400KV, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	ALICANTE (ESPAÑA)	27000,00 EUR	
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,17	50,17	50,17	50,17	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	80,00	80,00	80,00	80,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,00	75,00	75,00	75,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	82,00	82,00	82,00	82,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,33	66,33	66,33	66,33	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	90,00	90,00	90,00	90,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	75,50	75,50	75,50	75,50	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	52,00	52,00	52,00	52,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	58,00	58,00	58,00	58,00	KPMG AUDITORES
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	49,98	50,00	49,98	50,00	KPMG AUDITORES
	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	0,02		0,02		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	30,00	30,00	30,00	30,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	24,75	34,35	24,75	37,19	NO AUDITADA
	RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	5,69		5,69		
	RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,75		6,75		
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
PUERTO SANTA MARÍA ENERGÍA II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
REBUILDING AGENTE REHABILITADOR, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	250.000,00 EUR	
REN ALFAIARIN SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES ANDORRA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES BROVALES 400KV, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
RENOVABLES BROVALES SEGURA DE LEÓN 400 KV, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
RENOVABLES LA PEDRERA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES MANZANARES 400 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
RENOVABLES MEDIAVILLA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RENOVABLES TERUEL, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
RIBINA RENOVABLES 400, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	462.185,88 EUR	
SAN FRANCISCO DE BORJA, S.A.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	60.000,00 EUR	
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	SEVILLA (ESPAÑA)	207.340,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	SEVILLA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	-	-	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24	40,06	6,24	64,15	NO AUDITADA
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24		6,24		
	BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24		6,24		
	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	6,24		6,24		
	EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,99		16,99		
	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	6,24		22,20		
	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	15,96				
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	31,03	47,54	31,03	64,05	NO AUDITADA
	EMINTEGRAL CYCLE, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,02		33,02		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	27,86	35,92	27,86	43,98	NO AUDITADA
	STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,12		16,12		
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,21	40,21	40,21	40,21	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	66,67	66,67	66,67	66,67	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	45,00	45,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
SAVANNA POWER SOLAR 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 12, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SAVANNA POWER SOLAR 13, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SECCIONADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	MÁLAGA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.010,00 EUR	
SET CARMONA 400 KV RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	10.000,00 EUR	
SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	143.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 5, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 6, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 7, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 8, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 9, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SHARK POWER REN 10, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	175.200,00 EUR	
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	2.007750,00 EUR	
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	SEVILLA (ESPAÑA)	4.507590,78 EUR	
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	3.286.000,00 EUR	
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	SEVILLA (ESPAÑA)	2.404.048,42 EUR	
SOLANA RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	6.246,00 EUR	
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	601.000,00 EUR	
STONEWOOD DESARROLLOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	4.053.000,00 EUR	
SUGGESTION POWER, UNIPESSOAL, LDA.	LISBOA (PORTUGAL)	50.000,00 EUR	
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	CÁDIZ (ESPAÑA)	12.020.240,00 EUR	
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	BARCELONA (ESPAÑA)	2.800.000,00 EUR	
TAUSTE ENERGÍA DISTRIBUIDA, S.L.	ZARAGOZA (ESPAÑA)	60.506,00 EUR	

I.G.: Integración Global; I.P.: Integración Proporcional; M.P.: Método de la Participación; N.C.: Negocio Conjunto; A: Asociada.

Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024		% Participación a 31/12/2023		Sociedad Auditora
		Control	Económico	Control	Económico	
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	37,50	37,50	37,50	37,50	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	16,00	16,00	16,00	16,00	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
I.G.	SHARK POWER, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	28,12	28,12	28,12	28,12	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	96,00	96,00	96,00	96,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	64,73	64,73	64,73	64,73	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	50,00	50,00	50,00	50,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	39,90	39,90	39,90	39,90	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	36,00	36,00	36,00	36,00	AUDIESA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100,00	100,00	100,00	100,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENDESA, S.A.	33,50	33,50	33,50	33,50	DELOITTE
I.G.	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,00	60,00	60,00	60,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	51,00	51,00	51,00	51,00	KPMG AUDITORES

Denominación Social	Domicilio Social	Capital Social	Actividad
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	LISBOA (PORTUGAL)	5.025.000,00 EUR	
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	VALENCIA (ESPAÑA)	481.000,00 EUR	
TERRER RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
TICO SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
TICO SOLAR 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	ZARAGOZA (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
TOLEDO PV, A.I.E.	MADRID (ESPAÑA)	26.887,96 EUR	
TORO RENOVABLES 400 KV, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
TORREPALMA ENERGY 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	MADRID (ESPAÑA)	3.100,00 EUR	
TRANSFORMADORA ALMODÓVAR RENOVABLES, S.L.	SEVILLA (ESPAÑA)	5.000,00 EUR	
TRÉVAGO RENOVABLES, S.L.	MADRID (ESPAÑA)	3.000,00 EUR	
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	190.171.521,16 EUR	
VIRULEIROS, S.L.	LA CORUÑA (ESPAÑA)	160.000,00 EUR	
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	ALMERÍA (ESPAÑA)	234.394,72 EUR	

I.G.: Integración Global. I.P.: Integración Proporcional. M.P.: Método de la Participación. N.C.: Negocio Conjunto. A: Asociada.



Método de Consolidación	Accionistas	% Participación a 31/12/2024 Control	% Participación a 31/12/2024 Económico	% Participación a 31/12/2023 Control	% Participación a 31/12/2023 Económico	Sociedad Auditora
M.P. (N.C.)	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	43,75	43,75	43,75	43,75	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	45,00	45,00	45,00	45,00	NO AUDITADA
M.P. (N.C.)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA , S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	29,57	29,57	29,57	29,57	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	33,33	33,33	33,33	33,33	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	FRV ZAMORA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	8,28	8,28	8,28	8,28	NO AUDITADA
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA SOLAR 1, S.L.	100,00	50,01	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	60,53	60,53	60,53	60,53	NO AUDITADA
M.P. (A)	SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	17,77	17,75	17,77	35,50	NO AUDITADA
	FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	17,73		17,73		
I.G.	ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	100,00	100,00	KPMG AUDITORES
I.G.	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	67,00	67,00	67,00	67,00	NO AUDITADA
M.P. (A)	ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	40,00	40,00	40,00	40,00	NO AUDITADA



前へ

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

2024年12月31日期連結財務書類注記52を参照のこと。

(2) 訴訟

2024年12月31日期連結財務書類注記50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、IFRS9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、必ず公正価値で測定する必要がある。公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブは、原則、必ず公正価値で測定する必要があるが、但し、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おり、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ため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に関する会計処理については言及しておらず、日本における一般的な会計慣行では関連する債務の認識は行なわれない。

(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廃止事業

IFRSでは、IFRS第５号(売却目的で保有する非流動資産及び廃止事業)で、(1)売却目的で保有する資産は帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い価額で測定し、その後の減価償却を中止する。(2)売却目的で保有する資産は財政状態計算書上区分して表示され、また、廃止事業に係る損益についても損益計算書上区分して表示される。

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、支配喪失の場合、投資持分の残額は、公正価値で評価され、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、支配の喪失により関連会社となる場合は持分法による投資評価額、関連会社にも該当しなくなる場合は個別貸借対照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、使用権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。

ⅰ)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

ⅱ)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について、不確実性がある税務処理が税務当局に容認される「可能性が高い」かどうかを検討し、可能性が高いと結論付けた場合、課税所得、課税標準、未使用の繰越欠損金、石用の繰延税金控除及び税率は、税務申告において使用されたか又は使用される予定の税務処理に整合するように処理することになっている。

税務当局が不確実な税務処理を容認する可能性が低いと判断した場合、企業は、関連する課税所得（税務上の欠損金）、課税基準額、未使用の税務上の損失、未使用の税額控除又は税率を決定する際に、不確実性の影響を反映させなければならない。企業は、不確実性の解消をより適切に描写する方法に従い、以下のいずれかの方法を用いて、不確実性の影響を各不確実性のある税務処理に反映させなければならない。

ⅰ)最も可能性の高い金額 - 可能性のある結果の範囲内で最も可能性の高い単一の金額

ⅱ)期待値 - 可能性のある結果の範囲内での確率加重量の合計

一方、日本の会計原則では過年度の所得税に対する法人税、住民税及び事業税等について、以下の場合には追徴又は還付税額を損益に計上することになっている。

ⅰ)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

ⅱ)更正等や追徴の内容を不服として法的手段を突場合の還付される税額：還付されることが確実に見込まれ、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続の概要である。

(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、窓口証券会社に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、2037年12月31日までに支払われる配当については、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る。したがって、2037年12月31日までに支払われる配当については20.315%、また2038年1月1日以降に支払われる配当については20%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、2037年12月31日までに支払われる配当については、復興特別所得税が課税される。したがって、2037年12月31日までに支払われる配当については15.315%、2038年1月1日以降に支払われる配当については15%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、2037年12月31日までの期間においては、東日本大震災による復興特別所得税が適用される。したがって、2037年12月31日までに生じた譲渡益については20.315%、2038年1月1日以降に生じた譲渡益については20%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。

(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し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70.1%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、ビアーレ 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、2024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(2023年1月1日から2023年12月31日までの事業年度)を2024年6月28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(2024年1月1日から2024年6月30日までの6か月間)を2024年9月26日に関東財務局長に提出。

(3) 企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第19号の規定に基づく臨時報告書およびその添付書類を2024年4月1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2024年２月27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
2024年6月21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。)

Endesa, S.A.の株主各位

連結年次財務書類に関する報告書

意見

私たちは、Endesa, S.A.（以下「親会社」という。）及びその子会社（以下「当社グループ」という。）の2023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・フロー計算書及び連結注記から成る連結年次財務書類について監査を行った。

私たちは、添付の連結年次財務書類は、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情報に係る他の規定に準拠して、2023年12月31日現在の当社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・フローを全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。

意見の基礎

私たちは、私たちの監査をスペインにおいて適用されている監査の基準に準拠し監査を行った。当該基準に基づく私たちの責任は、*当該監査報告書の連結年次財務書類の監査における監査人の責任*で詳細に記述されている。

私たちは、スペインの会計監査を規制する法制に従い、連結年次財務書類の監査に関連する独立性を含む職業倫理要件を遵守し、当社グループから独立した立場にある。私たちは非監査サービスを提供しておらず、また、上記の規制の下で、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。

私たちは、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

監査上の主要な事項とは、私たちの職業的専門家としての判断により、当連結年度の連結年次財務書類の監査において、最も重要であると判断した事項である。監査上の主要な事項は、連結年次財務書類全体に対する監査の実施及び監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは当該事項に対して個別に意見を表明するものではない。

収益認識、供給済み未請求エネルギー 連結年次財務書類の注記 3.2.p.1.II及び32を参照	
監査上の主要な検討事項	*監査上の対応事項*
エネルギー供給業務を行う当社グループの事業は、最後の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未請求エネルギー供給量を見積らなければならない。2023年12月31日現在、当社グループが未請求の電力及びガスの売上高は、各々1,533百万ユーロ及び476百万ユーロである。 供給済み未請求の量は、社内外の情報を利用して、見積られる。収益は、請求予定の見積量を各顧客との間で契約された単価を乗じて計算される。 未請求エネルギー供給量を算定するには、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。	当監査法人の監査手続は以下を含む： ■ 未請求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の分析。 ■ 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方法論を評価、理解し、それらを考慮した主な前提条件とデータとの分析、並びに、実証的手続の実施による、未請求金額の合理性の分析。 ■ 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。 ■ 連結年次決算書における開示が、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を評価。

非半島地域における非流動資産の減損 **連結年次財務書類の注記** 3.2.f.4、15.1**及び**20.3**を参照**	
監査上の主要な検討事項	***監査上の対応事項***
2023年12月31日現在、当社グループは非半島地域のCGUに割り当てられた760百万ユーロの有形固定資産を認識している。 IFRS-EUでは、各報告日において、CGUに割り当てられた有形固定資産の回収可能価額について、減損の兆候がある場合には分析を行わなければならないとされており、2023年12月31日現在、非半島地域（バレアレス諸島、カナリア諸島、セウタ及びメリーヤ）の各CGUがこれに該当する。 当該分析の結果、2023年12月31日現在、当社グループはカナリア諸島、バレアレス諸島、セウタ及びメリリャの非半島地域の資産に関して90百万ユーロの減損損失を認識している。 当社グループは、CGUの回収可能価額を見積もるために、経営陣が判断を下して仮定と見積りを行う必要のある割引キャッ シュ･フロー評価技法を使用している。高度な判断が要求されることや、これらの見積りに伴う不確実性、及び非流動資産の金額の重大性から、これは重要な監査事項と考えた。	私たちの監査手続は以下を含んでいる。 ■ 回収可能価額の見積りプロセスに関連する、主要な統制の設計と実施状況の分析。 ■ 評価専門家の関与を用いての、使用価値算定に用いた方法論及び考慮された主要な仮定の妥当性の評価。 ■ 価格設定モデルに含まれる将来キャッシュ･フローと、同社の統制機関が承認した事業計画との整合性を分析。また、過年度に見積もられたキャッシュ･フロー予測と、実際に得られたキャッシュ･フロー、及び当社グループが実施したモニタリングのとの比較を行った。 ■ 合理的と考えられる特定の前提条件の変化に対する、回収可能価額の感応度の評価。 ■ 連結年次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件を充たしているかどうかの評価。

その他の情報：連結経営者報告書

その他の情報は2023年度の連結経営者報告書のみを含むが、本報告書の作成は親会社の取締役の責任であり、連結年次財務書類の不可欠な部分を構成しない。

連結年次財務書類に対する我々の監査意見は連結経営者報告書を含まない。連結経営者報告書に含まれる情報に関する我々の責任は、勘定科目の監査を規制する法律の中で定義されており、以下のとおりである。

a) スペイン監査法の定めにより、連結非財務情報報告書及び年次コーポレート・ガバナンス報告書並びに取締役報酬に関する年次報告書に含まれる一定の情報が、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) 前述の連結年次財務書類の監査の過程で入手したエンデサグループに関する知識に基づいて、連結経営者報告書に含まれる残りの情報と連結年次財務書類との整合性について評価し、報告する。さらに、連結経営者報告書の当該箇所の内容と表示が適用される法令に準拠しているかどうかについても評価と報告を行う。実施した手続きに基づき、私たちが重要な虚偽表示が存在すると結論付けている場合には、その虚偽表示の報告が求められる。

上記のように、遂行した手続に基づいて、私たちは上記のセクションa)で言及された情報が適用される法律で規定された方法で提供されていること、連結経営報告書に含まれるその他の情報が2023年度の連結年次財務書類で開示されている情報と一貫していること、並びに、連結経営者報告書の内容及び表示は適用される法律に準拠していることを確認した。

連結年次財務書類に対する取締役及び監査及びコンプライアンス委員会の責任

親会社の取締役の責任は、連結年次財務書類がIFRS-EU及びスペインにおいて当社グループに適用される財務報告の枠組みの他の規定に従い、当社グループの株主持分、財政状態及び連結業績を適正に表示するように添付の連結年次財務書類を作成することにある。これには、不正又は誤謬による重要な虚偽表示がない連結年次財務書類の作成を可能にするために取締役会が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

連結年次財務書類の作成において、親会社の取締役は、当社グループの継続企業として存続する能力を評価する責任を有し、適宜、継続企業に関連する事項を開示し、親会社の取締役が当社グループを清算するもしくは当社グループの業務を停止する意図を有している場合、あるいはそれ以外に現実的な代替案がない場合のいずれかである場合を除き、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。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会は、連結年次財務書類の作成及び表示を監視する責任を有する。

連結年次財務書類の監査に対応する監査人の責任

私たちの目的は、連結年次財務書類全体として不正又は誤謬による重要な虚偽記載がないかどうかについて合理的な保証を得ること、及び私たちの意見を含んだ監査報告書を発行することである。

合理的な保証とは、高水準の保証ではあるものの、スペインで適用される監査基準に準拠して実施された監査が、重要な虚偽表示が存在する場合に常にそれを発見することを保証するものではない。虚偽表示は不正又は誤謬から発生する可能性があり、個別又は集計すると重要とみなされる場合には、当該虚偽表示が、当該連結年次財務書類に基づいて行われた財務書類利用者の経済的意思決定に影響を及ぼすことが合理的に見込まれるおそれがある。

スペインで適用される監査基準に準拠した監査の一環として、私たち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、

- 不正又は誤謬による連結年次財務書類の重要な虚偽記載のリスクを特定及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続きを設計及び実施し、監査意見の基礎を提供するために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、虚偽の陳述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き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、当社グループが継続企業として存続する能力に重大な疑義を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。重要な不確実性が存在すると判断した場合、私たちは監査報告書上で連結年次財務書類における関連する開示に対して強調事項を付すことを求められ、当該開示が不十分な場合には、監査意見の修正を求められる。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づく。しかし将来の事象又は状況により当社グループが継続企業として存続しなくなる可能性はある。
- 開示を含む連結年次財務書類全体に対する表示、構成及び内容、並びに、連結年次財務書類が真実かつ公正な表示を達成するような方法で基礎となる取引及び事象を表しているかを評価する。

- 連結年次財務書類に対する意見を表明するために、当社グループ内の事業体又は事業活動の財務情報に関して、十分かつ適切な監査証拠を入手する。私たちは、当社グループの監査の管理、監督及び実行について責任を有している。私たちは、監査意見について単独で責任を有する。

私たちは、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、親会社の監査及びコンプライアンス委員会との間でコミュニケーションを持っている。

私たちはまた、親会社の監査及びコンプライアンス委員会に、私たちが、独立性に関連する要件を含め、適用される職業倫理要件に遵守した旨、並びに、私たちの独立性に影響すると合理的に考えられる全ての事項及び該当する場合に関連する予防措置を伝達した旨の陳述書を提供している。

親会社の監査及びコンプライアンス委員会との連絡事項から、私たちは当該期間の連結年次財務書類の監査において特に重要であり、そのため監査上の主要な検討事項となる事項を決定する。

私たちは、法令又は規則により当該事項に関する一般への開示が妨げられない限り、監査報告書に当該事項を記述する。

その他の法的及び規制上の要件に係る報告書

EU市場の単一の電子フォーマット

私たちは、EU市場の単一の電子フォーマット（ESEF）において、2023年度における当社グループのデジタルファイルを査閲した。当該デジタルファイルは、前述の年度における連結年次財務書類を含むXHTMLファイル、及び年次財務報告書の一部を形成する親会社によりタグ付けされたXBRLファイルで構成される。

エンデサの取締役は、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2023年度の年次財務報告書の表示において責任を負う。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している。

私たちの責任は、スペイン国内の財務書類の監査を規制する法令に従い、エンデサの経営者により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、私たちが前述のデジタルファイルに含まれる連結年次財務書類の内容が、監査人の監査した連結年次財務書類と完全に対応しているかどうか、並びに連結年次財務書類及び前述の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要請している。

私たちは、査閲したデジタルファイルが監査した連結年次財務書類と完全に対応しており、全ての重要な点において、ESEF規制の要件に準拠して表示及び作成されているものと認める。

親会社の監査及び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、2024年2月27日付けの親会社の監査及びコンプライアンス委員会への私たちの追加報告書と一貫している。

契約の期間

私たちは、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、当社グループの監査人として指名された。

それ以前においては、定時株主総会における株主の総意により、2020年12月31日に終了した年度から3年間の任期で選任され、当該期間の年次決算書の監査を実施してきた。

KPMG Auditores, S.L.

スペイン公認監査人登録（ROAC）S0702

（スペイン語の原文に署名）

エスティパレス・ビルバオ・ベルダ

スペイン監査人公的登録番号（ROAC）16,109

2024年2月27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 27, 2024 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.

Estíbaliz Bilbao

June 21, 2024

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 2023, 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 2023, 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 Nota 3.2.o.1 y 32 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
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 2023 el importe de las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar por el Grupo ascienden a 1.533 millones de euros y 476 millones de euros, respectivamente. 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. 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.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes: • Análisis del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el proceso de estimación de la energía suministrada pendiente de facturar. • 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. • 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. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Deterioro de valor de activos no financieros de generación en Territorios No Peninsulares Véase Nota 3.2.f.4, 15.1 y 20.3 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
El Grupo tiene registrado al 31 de diciembre de 2023 inmovilizado material por importe de 760 millones de euros, asignado a las UGEs de los Territorios No Peninsulares. Las NIIF-UE determinan la necesidad de efectuar, en cada fecha de cierre, un análisis del valor recuperable del inmovilizado material asignado a las UGEs para aquellos casos en los que se hubieran identificado indicios de deterioro de valor, que a 31 de diciembre de 2023 son las UGEs de cada uno de los Territorios No Peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Como resultado de dicho análisis, el Grupo ha registrado a 31 de diciembre de 2023 un deterioro de valor de 90 millones de euros por los activos de los Territorios No Peninsulares (TNP) de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla. Para la estimación del valor recuperable de las UGEs, el Grupo utiliza técnicas de valoración basadas en el descuento de flujos de efectivo que requieren el ejercicio de juicio por parte de la Dirección y el uso de hipótesis y estimaciones. Debido al elevado grado de juicio requerido, la incertidumbre asociada a las citadas estimaciones y la significatividad del valor de los activos no corrientes se ha considerado una cuestión clave de nuestra auditoría.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes: • Análisis del diseño e implementación de los controles clave vinculados al proceso de estimación del valor recuperable. • Evaluación de la razonabilidad de la metodología empleada en el cálculo del valor en uso y las principales hipótesis consideradas, con la involucración de nuestros especialistas en valoración. • Análisis de la coherencia de los flujos de efectivo futuros incluidos en el modelo de valoración con los planes de negocio aprobados por los órganos de gobierno. Asimismo, hemos contrastado las previsiones de flujos estimadas en ejercicios anteriores, con los flujos reales obtenidos, así como el seguimiento realizado por el Grupo. • Evaluación de la sensibilidad del valor recuperable ante cambios razonablemente posibles en determinadas hipótesis. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2023, 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 sobre 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 2023 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.

– Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización 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 aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con el mismo para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

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 2023 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 2023 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 27 de febrero de 2024.

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 desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, inclusive.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas para un 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

Este informe se corresponde con el sello distintivo nº 01/24/00356 emitido por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España

Inscrito en el R.O.A.C. nº 16.109

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*
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。 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。 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。	当監査法人の監査手続には以下が含まれる。 ■ 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。 ■ 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。 ■ 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。 ■ 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。

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*
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。 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。 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。	当監査法人の監査手続には以下が含まれる。 ■ 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。 ■ 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。 ■ 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。 ■ 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。 ■ 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。

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き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.

Estíbaliz 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.

Reconocimiento de ingresos. Energía suministrada pendiente de facturar Véase Nota 3.2.o.1 y 32 de las cuentas anuales consolidadas	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
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. 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. 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.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes: — Análisis del diseño e implementación de los controles clave relacionados con el proceso de estimación de la energía suministrada pendiente de facturar. — 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. — 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. — Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera aplicable.

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	
Cuestión clave de la auditoría	*Cómo se abordó la cuestión en nuestra auditoría*
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.	Nuestros procedimientos de auditoría han incluido, entre otros, los siguientes: • 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. • Obtención del detalle de los proyectos en curso con su correspondiente estado de desarrollo e hitos pendientes de consecución. • 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. • 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. • Evaluación de si la información revelada en las cuentas anuales consolidadas cumple con los requerimientos del marco normativo de información financiera.

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 auditoria 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